



Universidade de Aveiro Departamento de Ambiente e Ordenamento  
Ano 2016

**Fábio André  
Fernandes Carvalho**

**INTEGRAÇÃO DE ENERGIA SOLAR  
FOTOVOLTAICA EM EDIFÍCIOS**



**Fábio André**

**Fernandes Carvalho**

**INTEGRAÇÃO DE ENERGIA SOLAR  
FOTOVOLTAICA EM EDIFÍCIOS**

Relatório de estágio apresentado à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, realizada sob a orientação científica do Prof. Doutor Nelson Amadeu Dias Martins, do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

## **O júri**

Presidente	Prof. Doutor António José Barbosa Samagaio, Professor Associado, Universidade de Aveiro
------------	---

Vogal	Mestre Miguel, da Silva Oliveira, Assistente Convidado, Universidade de Aveiro
-------	--

Vogal	Professor Doutor Nelson Amadeu Dias Martins, Professor Auxiliar, Universidade de Aveiro
-------	---

## **Agradecimentos**

Esta trabalho representa mais um passo na minha formação académica e pessoal. Deste modo, agradeço à Universidade de Aveiro (UA) e aos seus docentes pelo modo como me prepararam para a vida profissional durante todo o mestrado.

Ao meu orientador, Prof. Doutor Nelson Martins pelo seu apoio, disponibilidade, compreensão, paciência e confiança que sempre depositou em mim. O meu obrigado por me ter orientado, apoiado e indicado o caminho mais correto na elaboração desta dissertação.

À empresa Magnum Cap, pela disponibilidade em me aceitar para a realização do estágio bem como a todos os seus colaboradores pela ajuda disponibilizada.

À minha família, em especial aos meus pais, que sempre acreditaram em mim e me apoiaram em todos os momentos da minha vida académica e pessoal. A eles um especial obrigado.

À Daniela e ao Tiago que me acompanharam sempre desde o início até ao fim desta etapa.

A todos os meus colegas e amigos, que me acompanharam durante esta maravilhosa etapa da minha vida, com os quais passei grandes e bons momentos e com os quais aprendi a crescer.

A todos o meu sincero agradecimento.

Fábio Carvalho

## Resumo

Este trabalho tem como foco de estudo o dimensionamento de uma unidade de produção de autoconsumo fotovoltaico para a empresa Magnum Cap, e foi desenvolvido no âmbito da unidade curricular “Dissertação/Projeto/Estágio”, do 2º ano do mestrado em Sistemas Energéticos Sustentáveis da Universidade de Aveiro (UA)

Com o crescente aumento do consumo energético a nível mundial e a sobre-exploração dos recursos fósseis existentes surge a necessidade de procurar soluções criativas para a produção de energia. As energias renováveis aparecem como parte de uma solução sustentável, para colmatar um dos maiores problemas do século. A utilização deste tipo de fontes de energia tornou-se prioritário na produção de energia pois a sua obtenção representa um menor custo e sobretudo menores impactes ambientais se pensarmos no seu ciclo de vida nomeadamente tendo em conta que a sua utilização leva à diminuição da exploração dos recursos fósseis. Neste contexto, uma das soluções passíveis de serem adotadas é a produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos.

O principal objetivo deste relatório consiste em dimensionar uma unidade de produção em *regime de autoconsumo* a partir de uma fonte renovável, o Sol, de modo a diminuir a fatura energética, diminuir a exploração de recursos fósseis e diminuir os impactes ambientais associados à exploração destes recursos.

O dimensionamento foi realizado com recurso a uma aplicação computacional dedicada, o PVsyst, respeitando uma metodologia em linha com o estado da arte. Essa metodologia compreende as etapas seguintes: determinação do local de instalação da central fotovoltaica, análise do mesmo e definição das características do local e do projeto; seleção dos módulos fotovoltaicos; seleção do inversor; configuração do sistema e definição da potência de ligação à rede.

**Palavras-chave:** Energia fotovoltaica, Autoconsumo, Dimensionamento fotovoltaico,

## **Abstract**

This project has on its main focus the dimensioning of a self-consuming photovoltaic (PV) panel production unit for a company named Magnum Cap and it was developed on the extent of the “Dissertação/Projeto/Estágio” class from the 2nd year of Sistemas Energéticos Sustentáveis master’s degree at the Universidade de Aveiro (UA).

With the worldwide raise of energy consumption and over exploitation of fossil resources, it urges the need to seek for creative solutions for power production. Renewable energies reveal themselves as a sustainable solution in order to fill the blanks on one of major problems of the century. The use of this types of power sources have become the number one priority on the power production because this source appears as a low cost and few environmental impact if we consider on its life circle, especially considering that its use leads to the reduction of the fossil resources exploitation. With that said, one of the solutions to adopt is the production of electrical energy through PV.

The main goal of this extent is dimensioning a self consuming regime of a production unit through a renewable source, the sun, on a way to reduce the power bill, the fossil resources exploitation and the environmental impact that relates directly to that exploitation.

The dimensioning was made with PVsyst, a dedicated computational app, always regarding a certain methodology. This methodology includes the following steps: Determination of the PV unit location of installation, analysis of that location and definition of the project and location characteristics; Selection of PV modules; Inverter Selection; System configuration and definition of the output of grid connection

**Keywords:** PV Energy, Self-consuming, PV dimensionin



## Índice Geral

<b>Capítulo I.....</b>	<b>8</b>
<b>Introdução.....</b>	<b>8</b>
1.1    Enquadramento do Tema.....	8
1.2    Objetivo .....	9
1.3    Organização do documento .....	10
<b>Capítulo II.....</b>	<b>11</b>
<b>Energia Solar fotovoltaica .....</b>	<b>11</b>
2.1    Produção fotovoltaica nos países Europeus.....	11
2.1.1    Produção fotovoltaica em Portugal.....	13
2.2    Sistemas Fotovoltaicos .....	15
2.2.1    Células Fotovoltaicas.....	15
2.2.2    Módulos Fotovoltaicos .....	17
2.2.3    Inversor .....	20
2.3    Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	22
2.3.1    Autoconsumo.....	23
2.3.2    Pequena Produção.....	24
2.4    Enquadramento Legal.....	25
2.4.1    Remuneração e Compensação .....	27
2.5    Tecnologia de armazenamento de energia.....	29
2.5.1    Estrutura e classificação das baterias.....	29
2.5.2    Tipos de baterias.....	31
<b>Capítulo III .....</b>	<b>36</b>
<b>Metodologia de dimensionamento de uma unidade de produção de autoconsumo com ligação à rede.....</b>	<b>36</b>
3.1    Avaliação do recurso solar .....	37
3.2    Análise do Local.....	38
3.2.1    Sombreamentos .....	39
3.3    Escolha dos Equipamentos .....	39
3.3.1    Módulos fotovoltaicos .....	39



3.3.2	Inversor .....	40
3.4	Dimensionamento dos cabos e proteções .....	44
3.4.1	Cabo de Fileira.....	44
3.4.2	Cabo DC .....	46
3.4.3	Cabo AC .....	47
3.4.4	Proteções.....	48
3.5	Proteção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra.....	50
3.6	Ligação à rede elétrica.....	50
3.7	Contador de energia.....	50
<b>Capítulo IV .....</b>		<b>52</b>
<b>Caso de Estudo – Magnum CAP.....</b>		<b>52</b>
4.1	Procedimentos iniciais.....	52
4.2	Levantamento das características do Local .....	52
4.2.1	Dados climáticos.....	54
4.2.2	Posicionamento Solar .....	55
4.3	Consumos energéticos .....	56
4.3.1	Seleção e especificação do modulo fotovoltaico .....	59
4.3.2	Seleção e especificações do Inversor.....	60
4.3.3	Distancia mínima entre Fileiras .....	61
4.3.4	Determinar o numero de módulos fotovoltaicos e Inversores .....	61
4.3.5	Numero mínimo de módulos numa string .....	62
4.3.6	Número máximo de módulos numa string.....	63
4.3.7	Numero máximo de strings em paralelo .....	64
4.3.8	Validação das condições da tensão e corrente .....	64
4.3.9	Local da instalação do Inversor .....	65
4.3.10	Potencia do sistema.....	65
4.3.11	Dimensionamento de cabos e proteções .....	66
4.3.12	Dimensionamento das proteções AC .....	68
4.3.13	Dimensionamento no Software PVSyst.....	69
4.4	Configuração final do sistema .....	71
4.5	Sistema de monitoramento de energia do edifício.....	71
4.5.1	Esquema representativo do sistema de monitoramento .....	72
4.5.2	Plataforma Raspberry PI 2.....	73

4.5.3	Smart Meter de energia - EM24 DIN .....	74
4.5.4	Comunicação RS-485 .....	74
4.5.5	Resultados.....	76
<b>Capítulo V .....</b>		<b>77</b>
5.1	Discussão/Conclusão .....	77
5.2	Trabalhos Futuros .....	78
<b>Capítulo VI .....</b>		<b>79</b>
6.1	Referências Bibliográficas.....	79

## Nomenclatura

AC - Corrente alternada;

BT – Baixa Tensão

CIEG – Custos de interesse económico geral

CUR – Comercializador de último recurso

DC – Corrente contínua;

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia;

DL – Decreto de Lei;

FV – Fotovoltaico;

GEE - Gases com efeito de estufa;

IP 65 – *International Protection*;

MPP – Ponto máximo de potência;

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*;

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis;

RESP – Rede Elétrica Serviço Público;

SEN – Sistema Elétrico Nacional;

SERUP - Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção;

UPAC – Unidade de Produção Autoconsumo;

UPP – Unidade de Pequena Produção;

CdTe - Telúrio de Cádmio;

CIS - Disseleneto de Cobre-Índio;

CIGS - Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio;

Si-a – Silício amorfo;

Si-c - Silício cristalino;

Si-pc - Silício policristalino;

EPIA - European Photovoltaic Industry Association;

PT - Posto de transformação;

PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System;

PVsyst - Photovoltaic System;

## Índice de Figuras

Figura 2.1 - Potencial Fotovoltaico na Europa .....	11
Figura 2.2 - Evolução da potência fotovoltaica instalada entre 2000-2015.....	12
Figura 2.3 - Potência anual fotovoltaica instalada 2000-2014.....	13
Figura 2.4 - Evolução da produção anual de energia FV em Portugal .....	14
Figura 2.5 - - Evolução da potência instalada anual de energia FV em Portugal .....	14
Figura 2.6 – Produção anual de energia FV por regiões .....	15
Figura 2.7-Diagrama representativo dos vários tipos de células fotovoltaicas atualmente no mercado .....	17
Figura 2.8 – Célula e módulo fotovoltaico .....	18
Figura 2.9 - Efeito na tensão e na corrente da ligação de duas células FV idênticas .....	18
Figura 2.10 – Associação de módulos em série.....	19
Figura 2.11 - Associação de módulos em paralelo .....	19
Figura 2.12 – Associação mista de módulos. ....	20
Figura 2.13 – Esquema representativo de um inversor central.....	21
Figura 2.14 - Esquema representativo de um inversor de fileira.....	22
Figura 2.15 - Esquema representativo de um inversor por módulo fotovoltaico .....	22
Figura 2.16 – Unidade Produção de Autoconsumo com ligação à rede .....	24
Figura 2.17 – Unidade de Pequena Produção.....	25
Figura 2.18 - Processo de licenciamento de uma UPAC.....	27
Figura 2.19 - Constituintes de uma célula eletroquímica .....	30
Figura 3.1 – Fluxograma explicativo da metodologia de dimensionamento.....	37
Figura 3.2 – Radiação Solar. ....	38
Figura 4.1 – Local da Instalação.....	53
Figura 4.2 – Interface da Plataforma Online .....	54
Figura 4.3 – Ciclo semanal para baixa tensão normal .....	57
Figura 4.4 – Esquema representativo dos módulos fotovoltaicos. ....	66
Figura 4.5 – Ligação entre a Caixa de junção e o Inversor. ....	67
Figura 4.6 – Disjuntor e diferencial utilizados na proteção do lado AC. ....	68
Figura 4.7 – Produção energética média/diária por kWp instalado para cada mês do ano..	70
Figura 4.8 – Diagrama de Perdas.....	70
Figura 4.9 – Esquema elétrico do sistema. ....	71
Figura 4.10 – Sistema implementado. ....	71
Figura 4.11 – Esquema representativo do sistema de monitorização. ....	73
Figura 4.12 - Raspberry PI 2 Modelo B .....	73
Figura 4.13 – Analisador de energia utilizado.....	74

Figura 4.14 – Exemplo demonstrativo de transmissão de sinal.....	75
--	----

## Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Eficiência das células fotovoltaicas comercializadas .....	17
Tabela 2.2 - Especificações de uma célula Chumbo-Ácido .....	33
Tabela 2.3 - Especificações de uma célula NiMH.....	34
Tabela 2.4 - Especificações de três tipos de baterias de Iões de Lítio.....	35
Tabela 3.1 - Parâmetros principais dos módulos FV.....	40
Tabela 4.1 – Características do Edifício .....	53
Tabela 4.2 - Parâmetros de determinação da altura solar mínima. ....	55
Tabela 4.3 – Tipo de tarifário e potencia contratada. ....	56
Tabela 4.4 – Consumos Magnum Cap .....	58
Tabela 4.5 – Características principais dos módulos FV escolhidos para o estudo.....	59
Tabela 4.6 - Características do inversor. ....	60

## Índice de Gráficos

Gráfico 4.1 - Temperatura média mensal .....	54
Gráfico 4.2 - Radiação diária média mensal incidente em painéis fixos com inclinação igual a 10°.....	55
Gráfico 4.3 – Consumos energéticos mensais. ....	59
Gráfico 4.4 – Resultados do sistema de monitoramento. ....	76





# Capítulo I

## Introdução

Neste capítulo será apresentado o enquadramento da energia solar fotovoltaica, onde será analisado o investimento que tem sido feito nos últimos anos um pouco por todo o mundo e em especial em Portugal. Serão ainda apresentados os objetivos e a motivação para a elaboração deste trabalho, bem como a organização geral do documento.

### 1.1 Enquadramento do Tema

Com o crescimento da população mundial prevê-se que as necessidades energéticas aumentem ao longo do tempo. É impensável viver hoje em dia sem energia. Mas é possível fornecer energia através de fontes menos poluentes e exploradas de forma sustentável.

As fontes de energia mais utilizadas continuam a ser os combustíveis fósseis, recursos naturais limitados que são os principais responsáveis pela emissão de gases com efeito de estufa (GEE). Por sua vez estas emissões são o principal fator antropogénico das alterações climáticas, cujos impactes são já visíveis atualmente.

O uso de fontes renováveis é a parte da solução para o combate às alterações climáticas e pode ser considerada como uma das soluções para a crise energética e económica. A energia elétrica é então considerada como um bem essencial e pode ser obtida através de dois tipos de fontes, sendo elas renováveis ou não renováveis. As fontes de energia renováveis são inesgotáveis ou podem ser repostas a curto ou médio prazo, espontaneamente ou por intervenção humana. As fontes de energia não renováveis são finitas ou a sua reposição pode demorar milhares de anos. Atualmente, a energia elétrica é obtida fundamentalmente por fontes de energia não renováveis, os combustíveis fósseis. Estes, além de serem finitos, caros e de possuírem impactes ambientais significativos, apresentam também problemas de fiabilidade de abastecimento e instabilidade de preços, principalmente devido à zona geográfica de exploração e às conjunturas das políticas internacionais [1]. Tendo em conta todos estes aspetos importa reverter esta realidade, tornando o seu consumo mais eficiente e substituindo-o gradualmente por energias de fontes renováveis.

Tem sido evidente o esforço que as comunidades mundiais têm feito para implementar soluções mais sustentáveis de produção de energia com recurso a energias renováveis. Da

utilização deste tipo de fonte de energia resultam vários benefícios de natureza económica, social, estratégica e ambiental. Também Portugal tem seguido este movimento de mudança incorporando estas fontes de energia ao seu mix energético.

A energia solar fotovoltaica contempla uma das fontes de energias renováveis que o governo português apoia na sua implementação. Neste seguimento, surge o presente relatório de estágio onde é feito o dimensionamento de uma unidade de produção autoconsumo (UPAC) para a empresa Magnum Cap que acompanha a evolução deste novo panorama nacional. A instalação da UPAC permite o autoconsumo da energia elétrica produzida, diminuindo os seus encargos financeiros, assim como a sua dependência da rede. Associados a este tipo de instalação, ainda existem benefícios ambientais e sociais, tendo como exemplos, a redução dos gases com efeito de estufa e a criação de postos de trabalho.

## **1.2 Objetivo**

O presente relatório tem como finalidade a implementação de uma unidade produção de autoconsumo no local do estágio. Este projeto surge devido ao facto de que grande parte dos consumos deste tipo de instalações se verificam em períodos de maior disponibilidade de recurso solar, o que permite não só proceder diretamente ao abastecimento das cargas da instalação de utilização, mas também diminuir a potência de ponta absorvida pelas mesmas. Deste modo, com a realização deste trabalho pretende-se:

- Fazer um ponto de situação do estado atual do quadro legislativo associado ao Autoconsumo (UPAC);
- Levantamento e análise das tecnologias atualmente existentes no mercado das energias renováveis (Fotovoltaico);
- Dimensionamento de um sistema de geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos;
- Implementação de um inversor no sistema com conexão à instalação e à rede elétrica de serviço público (RESP);
- Desenvolvimento de um sistema eletrónico de monitorização da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos;
- Desenvolvimento de um sistema eletrónico de controlo e monitorização da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos para a unidade de consumo, onde seja possível conhecer alguns dados tais como: energia consumida, instantânea, históricos e tipo de energia (verde e não verde);



### **1.3 Organização do documento**

Esta dissertação encontra-se estruturada em 5 capítulos. O presente capítulo faz uma introdução ao tema, apresenta a motivação e os objetivos do trabalho.

O Capítulo II aborda o panorama atual da produção fotovoltaica, fundamentos e constituintes da mesma, desde a unidade mais pequena, a célula, até aos painéis fotovoltaicos e tecnologia de armazenamento. São abordados também os tipos de sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica, bem como toda a sua legislação.

No Capítulo III será demonstrado e apresentado todo o desenvolvimento do dimensionamento da unidade de produção de autoconsumo, com ligação à rede pública.

No Capítulo IV é apresentado o caso de estudo aplicado na empresa Magnum Cap bem como toda a prática posta em causa no desenvolvimento e dimensionamento da unidade de produção de autoconsumo.

Finalmente, no Capítulo V, são expostas as conclusões do trabalho desenvolvido e sugestões de trabalhos futuros a realizar no âmbito desta temática.

# Capítulo II

## Energia Solar fotovoltaica

A energia solar assume, um papel preponderante e revolucionário na evolução do setor energético, permitindo uma energia mais eficiente com a diminuição de perdas, uma racionalização do consumo com a produção descentralizada, uma diminuição da dependência de recursos fósseis, menor impacto ambiental, economicamente competitiva o que permite um rápido retorno de investimento com a tecnologia existente, um baixo custo de manutenção e intervenção.

A cada dia o nosso planeta recebe aproximadamente  $1,2 \times 10^5$  TW provenientes da nossa estrela, o Sol. Em comparação com o consumo atual de energia elétrica na Terra, o sol num dia fornece energia suficiente para atender às nossas necessidades [2].

### 2.1 Produção fotovoltaica nos países Europeus

De acordo com a Figura 2.1 os países a sul da Europa, ou seja, os países mais próximos do equador, são os que apresentam uma maior incidência solar e desta forma os que poderão ter um melhor aproveitamento energético. Portugal apresenta um índice global anual de radiação solar de  $1600 \text{ kWh/m}^2$ , quando perto do equador o valor poderá ser de  $2300 \text{ kWh/m}^2$ , mas na Europa não se registam valores superiores a  $1900 \text{ kWh/m}^2$ .

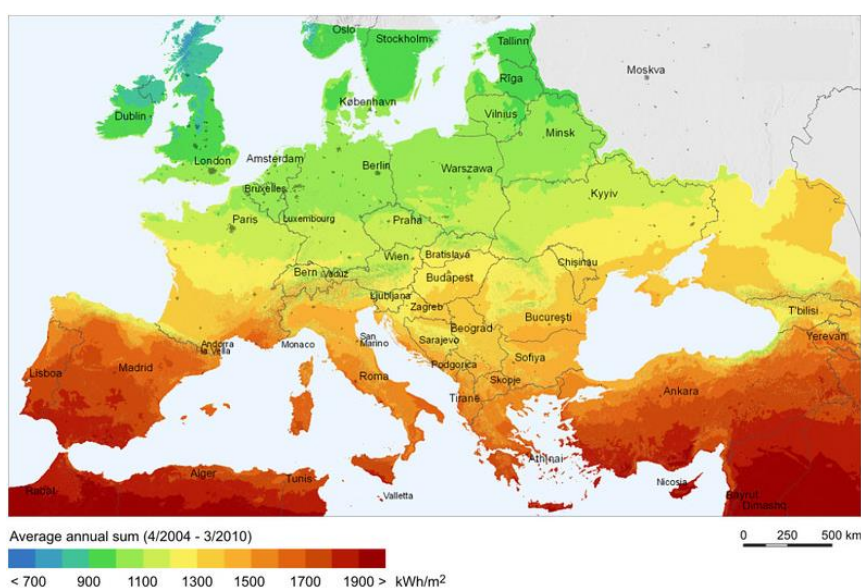
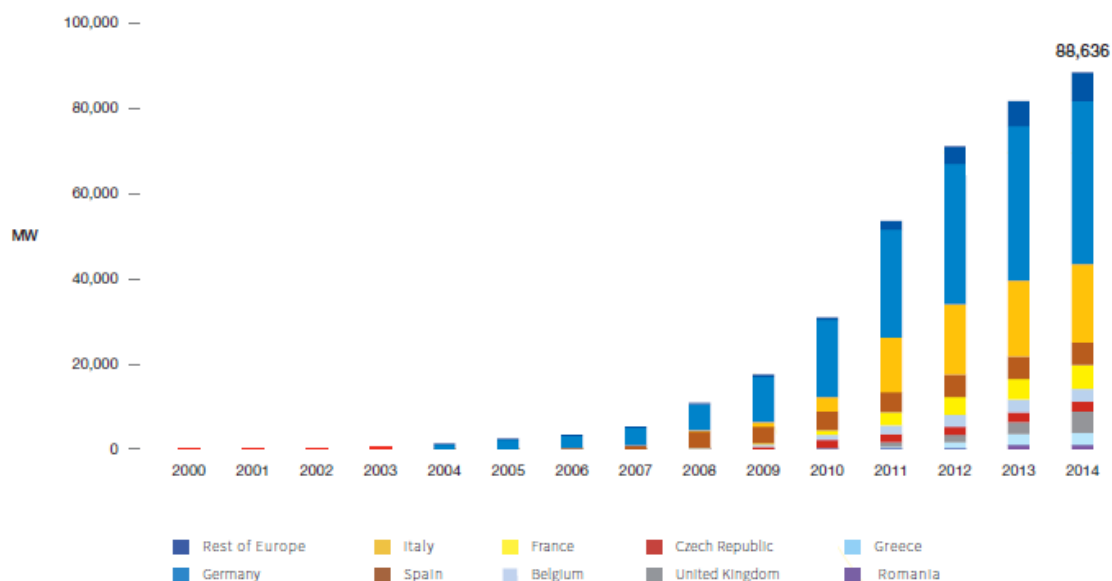


Figura 2.1 - Potencial Fotovoltaico na Europa [32].

Segundo dados da SolarPower Europe, em 2014, foram instalados em todo o mundo pelo menos 40 GW de potência fotovoltaica, estabelecendo assim um recorde para a energia solar fotovoltaica. A nível Europeu foram instalados 7 GW, este valor declinou relativamente a 2013, visto que haviam sido instalados 10.5 GW. Foi a primeira vez, desde 2000, que a Europa não liderou em termos de aumento de potência instalada [3]. A evolução de instalação de produção fotovoltaica, ao longo dos últimos anos a nível Europeu, está ilustrada na Figura 2.2.



**Figura 2.2 - Evolução da potência fotovoltaica instalada entre 2000-2014 [3].**

A Alemanha assume-se como líder na potência fotovoltaica instalada, mesmo não sendo um dos países com maior potencial fotovoltaico, visto que as condições de incidência solar não são as melhores quando comparadas com Portugal ou Espanha. Em segundo lugar surge a Itália, seguida da Espanha e França, com valores significativos de potência instalada. Uma análise atenta da Figura 2.2 permite perceber quanto é que cada país evoluiu em cada ano, em termos de potência instalada.

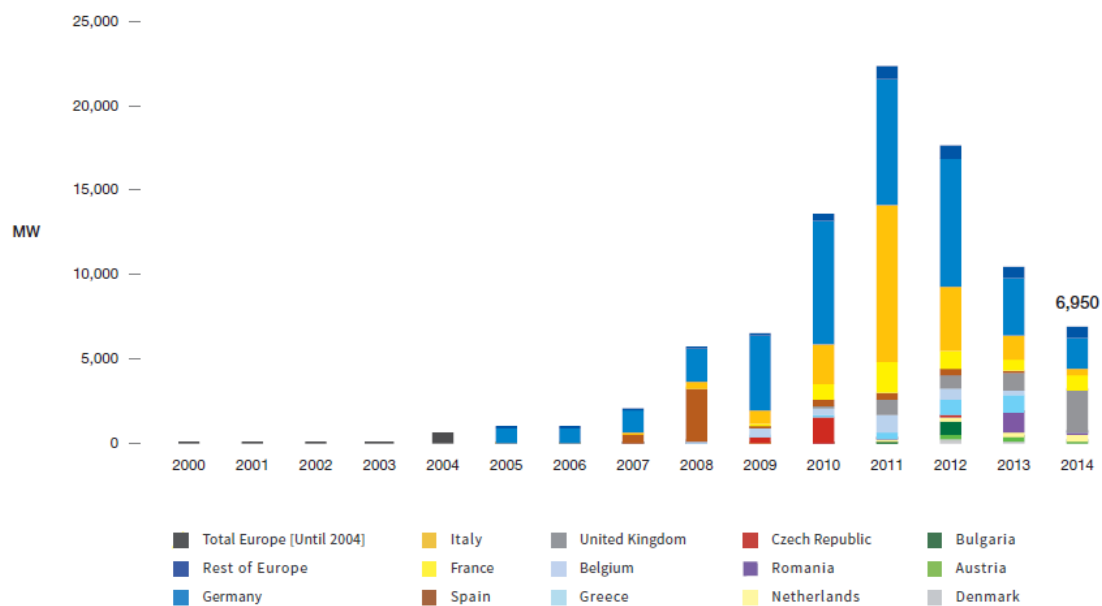
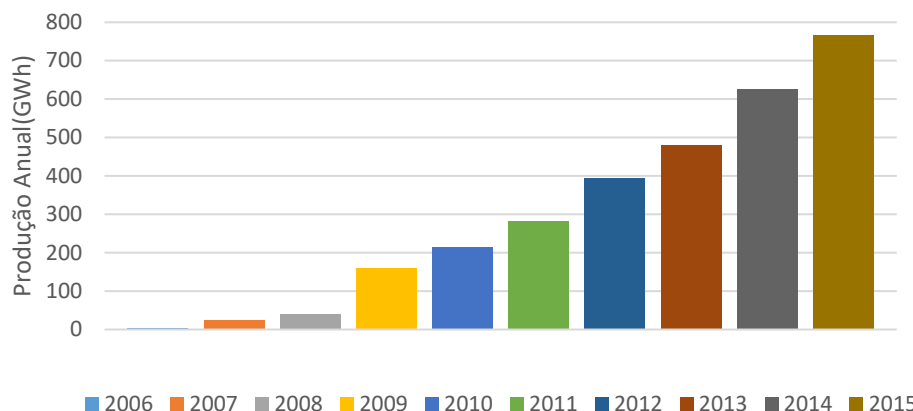


Figura 2.3 - Potência anual fotovoltaica instalada 2000-2014 [3].

Como se percebe pela análise da Figura 2.3, o ano de 2009 foi marcado pela afirmação de novos mercados, como a França e a Bélgica, o mesmo se passando, desde esse ano, com o Reino Unido e Áustria. A explicação para estas realidades deve-se, em grande medida ao PNAER (Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis), onde foram estabelecidas metas a atingir em 2020 pelos membros europeus, em termos de capacidade fotovoltaica instalada [4].

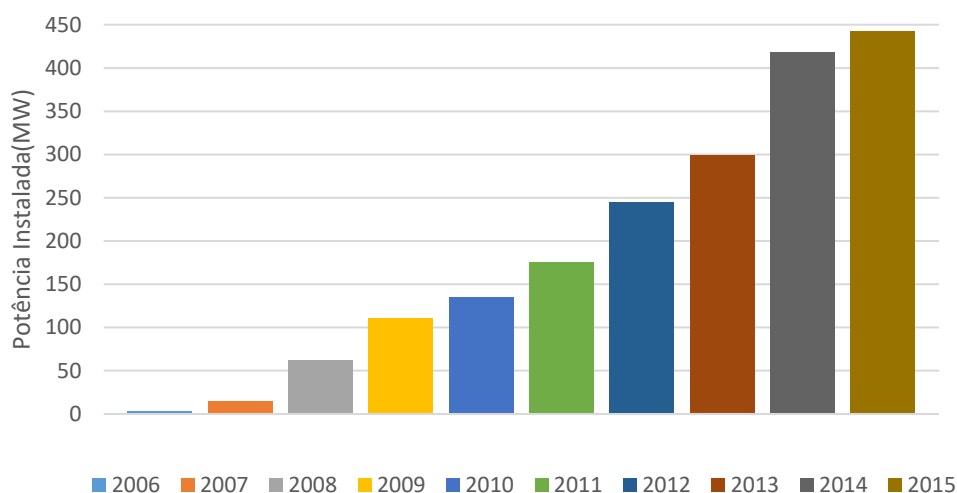
### 2.1.1 Produção fotovoltaica em Portugal

Portugal tem-se empenhado na tarefa de aproveitar toda essa energia gratuita para a produção de energia elétrica que vou quantificar no ponto seguinte. No entanto a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada residual, para 442 MW como pode verificar-se na Figura 2.5.



**Figura 2.4 - Evolução da produção anual de energia FV em Portugal [5].**

De acordo com a Figura 2.4 a produção anual de energia FV tem aumentado drasticamente, em 2006 era de 5 GWh e em 2015 foi de 766 GWh. Em termos de potência instalada, no ano de 2015 foi de 442 MW, um valor bastante elevado em comparação aos 3 MW de potência instalada no ano de 2006, como podemos aferir pela Figura 2.5.



**Figura 2.5 - - Evolução da potência instalada anual de energia FV em Portugal [5].**

Segundo o estudo elaborado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e de acordo com a Figura 2.6 no ano-móvel em análise, a região do Alentejo é responsável por 38% da produção fotovoltaica nacional. Salienta-se a entrada em funcionamento, no último ano, de onze centrais fotovoltaicas, totalizando uma potência de 19 MW [5].

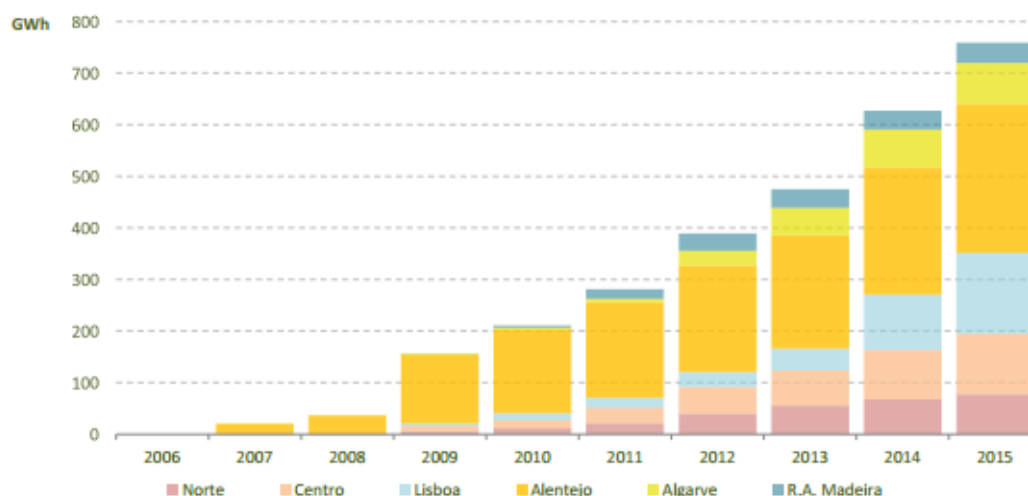


Figura 2.6 – Produção anual de energia FV por regiões [5].

## 2.2 Sistemas Fotovoltaicos

Neste tópico serão abordados vários conceitos indispensáveis para a compreensão deste tipo de tecnologia. Começa-se por explicar o que é uma célula fotovoltaica, no que se baseia o seu funcionamento e que tipos de células se podem encontrar. De seguida, passa-se para a formação dos módulos fotovoltaicos onde se faz uma análise das curvas características corrente/tensão. Também serão brevemente descritos os equipamentos adicionais do sistema. Todos os pontos focados são necessários para compreender o caso de estudo abordado neste relatório.

### 2.2.1 Células Fotovoltaicas

#### 2.2.1.1 Princípio de funcionamento

As células fotovoltaicas são a parte mais importante e mais elementar do sistema, pois é nelas que se origina a corrente elétrica através do efeito fotovoltaico. Este efeito foi descoberto nos laboratórios do físico francês *Alexandre Edmond Becquerel* no ano de 1839 e também foi nesse mesmo laboratório que nasceu a primeira célula fotovoltaica [6].

Segundo *Edmond Becquerel*, o efeito fotovoltaico trata-se do facto de ser criada uma diferença de potencial nos extremos de um material semicondutor, produzida pela absorção da luz, sendo que a célula fotovoltaica é a unidade fundamental deste processo de conversão. Neste processo foram utilizados semicondutores como o silício, telúrio de cádmio ou

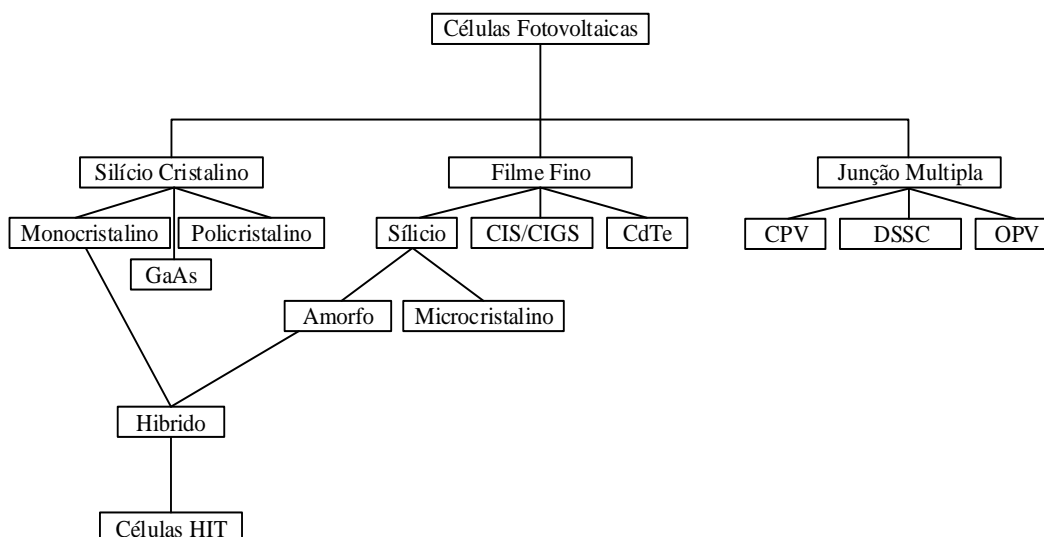
disselenieto de cobre e índio, dependendo do seu tipo, mas todas elas com o mesmo fim, a produção de energia elétrica [6].

### **2.2.1.2 Tipos de células fotovoltaicas**

As células solares fotovoltaicas estão divididas em três gerações. A primeira geração é constituída por células feitas em silício, tanto do tipo monocristalino como do tipo policristalino. O silício tem sido o material dominante, no entanto, existem outros materiais aparentemente promissores. Segundo a IEA (*International Energy Agency*), o silício cristalino (c-Si) representa hoje cerca de 85-90% do mercado global anual. No entanto o mercado tem procurado outras alternativas, como por exemplo células de Arsenieto de Gálio (GaAs) que é um semicondutor composto por Ga (Gálio) e As (Arsénio), que por sua vez apresenta uma estrutura semelhante ao silício [7].

A segunda geração é composta por células solares constituídas por silício amorfo, disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) ou seja células de filme fino, por sua vez, esta tecnologia representa 10% a 15% das vendas globais [8].

As células solares de terceira geração são constituídas por materiais orgânicos, como por exemplo, polímeros ou pequenas moléculas. A atração destas tecnologias prende-se com o facto do seu processo de produção ser rápido e de baixo custo quando comparado com as tecnologias de silício, no entanto, ainda apresentam eficiências muito baixas. Entretanto novos conceitos fotovoltaicos que, atualmente são objeto de pesquisa, visam atingir uma eficiência superior das células solares através de materiais avançados e novos conceitos de conversão [8]. Um diagrama relativo aos vários tipos de células FV atualmente existentes no mercado é apresentado na Figura 2.7.



**Figura 2.7-Diagrama representativo dos vários tipos de células fotovoltaicas atualmente no mercado, adaptado de [7][8][9].**

A Tabela 2.1 apresenta uma visão global das eficiências das células fotovoltaicas presentes no mercado.

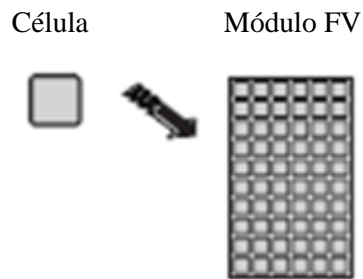
**Tabela 2.1 - Eficiência das células fotovoltaicas comercializadas [2].**

Tecnologia	Silício Cristalino		Filme Fino			Junção Múltipla		
	Mono	Poli	a-Si	CdTe	CIS/CIGS	CPV	DSSC	OPV
Eficiência da célula PV	15-19%	13-15%	5-8%	8-11%	7-11%	25-30%	1-5%	1%

## 2.2.2 Módulos Fotovoltaicos

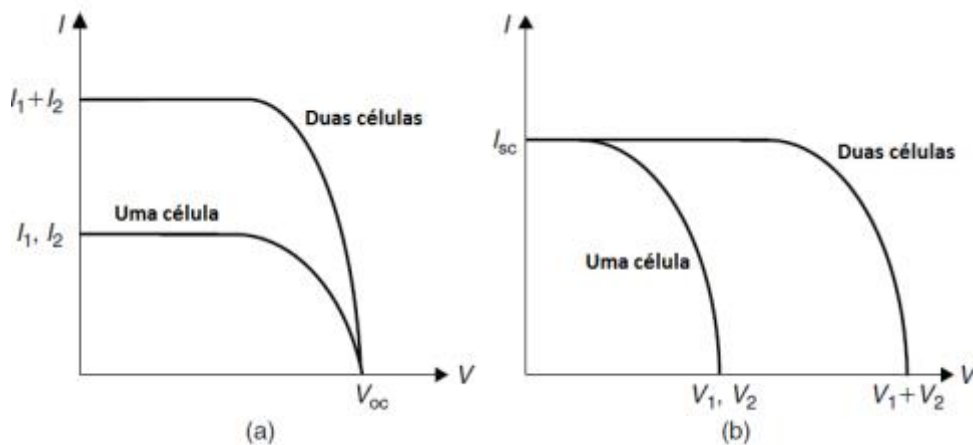
A tecnologia de produção de energia elétrica a partir da radiação solar tem como base as células fotovoltaicas, no entanto estas, de forma isolada, produzem pouca energia elétrica e são extremamente frágeis e vulneráveis a agentes externos, que quando combinadas entre si originam o módulo fotovoltaico como pode-se ver na Figura 2.8. Consegue-se assim uma estrutura compacta, manuseável e muito resistente que protege as células fotovoltaicas de ruturas e das condições atmosféricas [6].





**Figura 2.8 – Célula e módulo fotovoltaico [33].**

Na prática as células solares FV podem ser associadas em série e/ou em paralelo para obtenção de maiores potências. Como pode ser observado na Figura 2.9, quando duas células idênticas são ligadas em paralelo, a tensão permanece a mesma, mas a corrente passa para o dobro, mas quando as células são ligadas em série, a corrente permanece a mesma e a tensão passa para o dobro. Vulgarmente as células estão ligadas em série entre si fornecendo níveis de tensão na ordem dos 14 - 16V [6].



**Figura 2.9 - Efeito na tensão e na corrente da ligação de duas células FV idênticas:**

**(a) Ligação em paralelo. (b) Ligação em série**

### **2.2.2.1 Associação em Série**

A ligação de dois ou mais módulos em série produz uma tensão igual à soma da tensão individual de cada um, permanecendo a corrente igual, como se fosse um único módulo como pode verificar-se na Figura 2.10. Dois ou mais módulos ligados em série tomam a designação de fileira. O número máximo de módulos por fileira é definido pela tensão máxima de entrada do inversor.

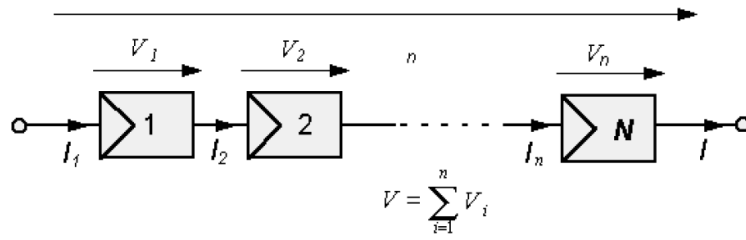


Figura 2.10 – Associação de módulos em série [34].

Então:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.1)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.2)$$

### 2.2.2.2 Associação em Paralelo

A ligação de dois ou mais módulos em paralelo gera uma corrente igual à soma da corrente individual de cada um como se pode verificar na Figura 2.11. A tensão permanece igual como se fosse um único módulo. O número máximo de fileiras é definido pela corrente máxima de entrada do inversor.

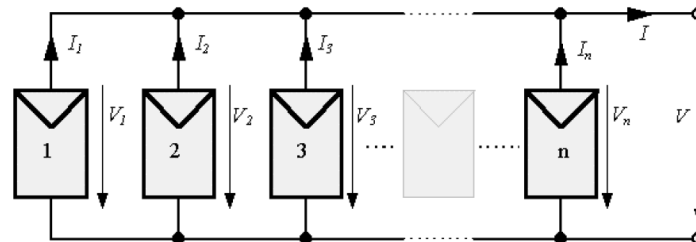


Figura 2.11 - Associação de módulos em paralelo [34].

Então:

$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.3)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.4)$$

### 2.2.2.3 Associação Mista

Neste tipo de associação os módulos são ligados em série, formando fileiras, por forma a aumentar a tensão, seguindo-se a ligação das fileiras em paralelo a fim de aumentar a corrente como ilustra a Figura 2.12. Neste tipo de ligação, as fileiras têm de ter o mesmo número de módulos e estes têm de ter obrigatoriamente as mesmas características (tensão, corrente e potência).

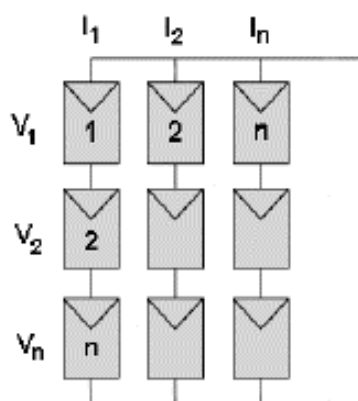


Figura 2.12 – Associação mista de módulos.

Então:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.5)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.6)$$

### 2.2.3 Inversor

O facto de a maioria das cargas elétricas necessitarem de corrente alternada para funcionarem corretamente, bem como a ligação dos sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição elétrica, obriga à presença de um inversor. Estes equipamentos têm como função a conversão de uma tensão contínua DC para uma tensão alternada AC com uma determinada amplitude e frequência.

Dividem-se em duas categorias distintas: inversores independentes (*off-the-grid*), para sistemas autónomos e de sincronização exterior (*on-the-grid*), para sistemas ligados à rede. Os inversores com sincronização exterior podem ser bidirecionais, ou seja, permitem a passagem de corrente elétrica em qualquer dos sentidos. Esta característica é essencial, no caso de se tratar de um sistema que produza energia para o consumidor e o excedente para a rede. Se a potência gerada não for suficiente para alimentar as cargas, a potência restante será fornecida pela rede. Os inversores para ligação à rede têm características específicas ao nível

da segurança. Se a tensão da rede falhar os sistemas FV devem ser automaticamente desligados por ação do inversor evitando a injeção de energia nessas circunstâncias.

Consoante a tipologia do sistema FV em causa podem existir três soluções distintas para ligação do equipamento de conversão tais como [10]:

- Inversor central
- Inversor de fileira
- Inversor por módulo FV (Micro-inversores)

### 2.2.3.1 Inversor Central

O inversor central como indica a Figura 2.13 proporciona uma alta eficiência e um elevado coeficiente de rendimento, no entanto o controlo do MPPT é limitado, o que implica a utilização de módulos com idênticas características e sujeitos a condições semelhantes de sombreamento. Há vantagens económicas quando se utiliza um único inversor, em termos de redução do investimento inicial e dos custos de manutenção, no entanto a falha do inversor compromete toda a produção, daí esta tipologia estar associada a baixas potências [10].

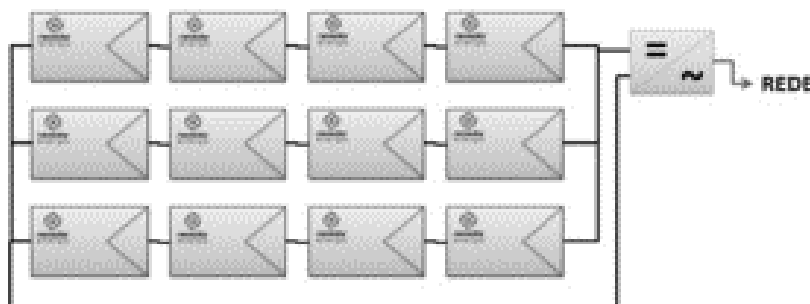


Figura 2.13 – Esquema representativo de um inversor central [35].

### 2.2.3.2 Inversor de Fileira

A conversão de energia do sistema é assegurada por vários inversores instalados ao longo das fileiras dos módulos fotovoltaicos como ilustrar a Figura 2.14. Este tipo de configuração é muito usado nos sistemas fotovoltaicos de grandes dimensões, com geração monofásica ou trifásica. A cada fileira de módulos é associado um inversor, permitindo assim uma melhor gestão da produção, redução das perdas por sombreamento e de joule associadas à extensa cablagem de corrente contínua que leva a uma redução de custos e aumento da produção [10].

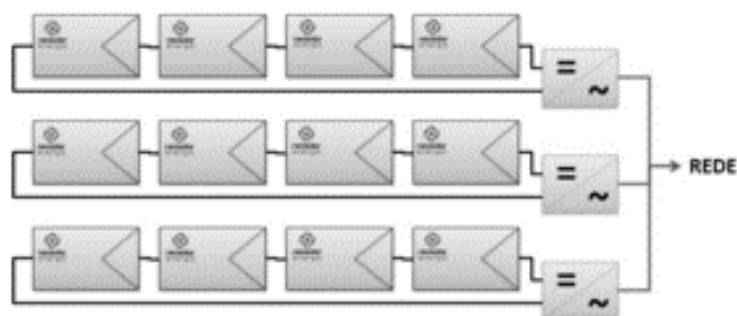


Figura 2.14 - Esquema representativo de um inversor de fileira [35].

### 2.2.3.3 Inversor por módulo FV

Cada módulo fotovoltaico possui incorporado um inversor, este é utilizado apenas para sistemas de baixa potência, normalmente associado a 1 ou 2 painéis. Esta tipologia utiliza uma cablagem de secção mais baixa do lado AC, dado que o inversor é ligado à rede a uma tensão de 230 V. Esta solução associada a potências de maiores dimensões implicaria um aumento brutal no custo da instalação devido ao elevado número de inversores presentes [10].

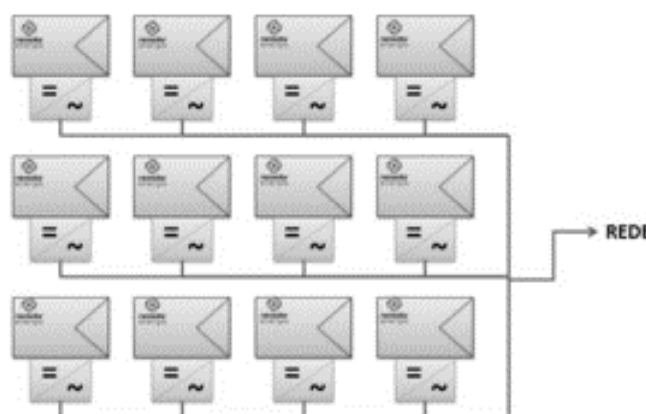


Figura 2.15 - Esquema representativo de um inversor por módulo fotovoltaico [35].

## 2.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos isolados ou autónomos, híbridos e ligados à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) foram durante bastante tempo os três tipos de configuração dos sistemas fotovoltaicos. Os sistemas autónomos e híbridos eram, por sua vez, bastante competitivos para a alimentação de cargas em locais remotos, onde a RESP não existia, ou onde as soluções alternativas convencionais (rede elétrica ou geradores diesel) apresentavam inconvenientes ambientais consideráveis e inferiores do ponto de vista económico.

Mais recentemente e com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 153/2014, os sistemas fotovoltaicos podem ser explorados das seguintes formas:

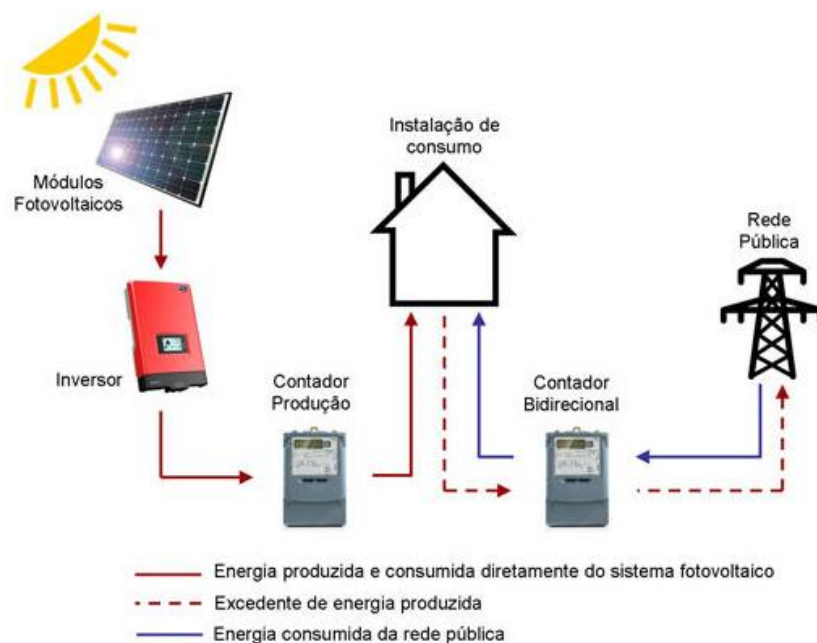
- autoconsumo;
- pequena produção.

### **2.3.1 Autoconsumo**

Este tipo de sistema fotovoltaico é a grande mudança de paradigma que porventura terá melhor aceitação no futuro, uma vez que toda a energia produzida pelo sistema pode ser consumida na instalação de consumo, no entanto eventuais excedentes de produção podem ser injetados na RESP ou então armazenados em baterias, sendo que atualmente esta última solução seja ainda um entrave devido ao seu custo elevado [11].

A produção elétrica neste tipo de exploração pode ser feita a partir de fontes renováveis e não renováveis com ou sem ligação à RESP. Pode ser considerado um sistema autónomo caso a sua própria produção permita satisfazer todos os seus consumos, sendo que em caso de falta de produção a RESP pode ser a fornecedora de energia. Logicamente e tratando-se de um sistema fotovoltaico pretende-se que o seu dimensionamento seja feito para cobrir as necessidades de consumo ao longo do dia, visto que no período noturno não existe radiação solar. Deste modo, o autoconsumo induz comportamentos de eficiência energética, contribui para a otimização dos recursos endógenos e promove a criação de benefícios técnicos para a RESP, nomeadamente através da redução de perdas na mesma.

Na Figura 2.16 pode verificar-se a configuração típica de um sistema em autoconsumo sem armazenamento do excedente, configuração esta que provavelmente será a mais usual em novos projetos de instalações fotovoltaicas.



**Figura 2.16 – Unidade Produção de Autoconsumo com ligação à rede [36].**

De acordo com o ponto nº3 do artigo 22º do Decreto-lei n.º 153/2014 e como pode verificar-se na Figura 2.16 o contador de venda e compra de energia usado é o mesmo. Este equipamento, também chamado de contador bidirecional, é capaz de registar os fluxos de energia em ambos os sentidos. O contador regista o balanço líquido energético da instalação, incrementando quando o utilizador consome energia da rede elétrica e decrementando quando injeta energia excedente na RESP. Estes contadores também registam os fluxos energéticos de forma discriminada, disponibilizando a quantidade total de kWh consumida e injetada na rede, assim como os seus períodos horários, para efeitos de faturação [11].

### **2.3.2 Pequena Produção**

Em modo de comparação, pode dizer-se que a pequena produção através das Unidades de Pequena Produção (UPP) assume a forma de exploração de ligação à RESP que abrangia os regimes de microprodução e miniprodução, onde a energia elétrica produzida é injetada na sua totalidade na rede, sendo que esta energia produzida só pode ser proveniente de uma única tecnologia de produção, proveniente de energias renováveis. A energia injetada é posteriormente remunerada por uma tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência.

Segundo o Decreto-Lei n.º 153/2014, nos nºs 2, 3, 4 e 5 do artigo 33º tem-se:

- “2 - A contagem da eletricidade produzida é feita por telecontagem, mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo.”;
- “3 - Para os consumidores de energia elétrica alimentados em média tensão, com contagem de energia em baixa tensão (BT), a ligação da UPP pode ser feita em baixa tensão, a montante do contador de consumo.”;
- “4 - Nas condições do número anterior deve ser construído um quadro de baixa tensão para ligação da UPP, que permita separar a instalação de produção da instalação de consumo.”;
- “5 - O contador de produção deve localizar -se junto ao contador de consumo.”.

Na Figura 2.17 pode verificar-se a configuração típica de uma UPP.



Figura 2.17 – Unidade de Pequena Produção [37].

## 2.4 Enquadramento Legal

A disseminação, evolução tecnológica e consequente descida do custo das energias renováveis nos últimos anos, nomeadamente e sobretudo no equipamento solar fotovoltaico, aliadas ao crescente custo da energia elétrica, vieram dar viabilidade económica a investimentos em instalações de autoconsumo de energia elétrica com o recurso a fontes renováveis.

Como consequência dessa viabilidade, tem surgido em vários países, legislação que permite que os consumidores de energia elétrica possam produzir parte da eletricidade que consomem, mantendo-se ligados à rede de distribuição e podendo inclusivamente vender



eventualmente algum do excedente de produção à própria rede. Portugal tem acompanhado essa evolução no mercado de energia internacional e criou o DL 153 de 20 de Outubro 2014 que enquadra as Unidades de Produção de Autoconsumo (UPAC) [11].

Devido aos elevados custos de aquisição de um sistema fotovoltaico, poucos eram os registos de unidades de autoconsumo que tivessem como único fim evitar a compra de energia elétrica à rede. Deste modo, para contornar este constrangimento, aplicou-se uma remuneração bonificada face à totalidade da energia vendida à rede. Adotou-se esta posição como política de incentivo para ajudar os promotores a amortizar o investimento mais rapidamente e como política de promoção para se apostar na produção renovável fotovoltaica. No entanto, atualmente, a comercialização desta tecnologia já é praticada a preços mais baixos, o que conduziu a um reajuste face à remuneração do excedente produzido proveniente destas unidades de produção, deixando de se praticar a remuneração bonificada passando a remuneração a ser feita com base na tarifa de mercado.

Nesse sentido, surgiu o atual Decreto-Lei onde se encontra-se a nova legislação que contempla dois cenários [11]:

1 - Geração de eletricidade para autoconsumo baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis. Pretende-se satisfazer as necessidades elétricas do produtor e de preferência sem prejuízo do excedente de produção ser injetado na rede elétrica de serviço público (RESP). Neste cenário, a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) poderá estar ou não associada a um contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador;

2 - Geração de eletricidade a partir de uma unidade de pequena produção distribuída (UPP) com ligação à RESP, recorrendo a recursos renováveis, sendo a totalidade da geração vendida à rede.

Devido à natureza deste trabalho, apenas é focado o cenário da geração de eletricidade para autoconsumo. De entre as condições de acesso e exercício de atividade para uma UPAC destacam-se [11]:

1 - Uma UPAC com potência instalada superior a 1 MW tem de apresentar licença de produção e licença de exploração, para a sua instalação e entrada em exploração, respetivamente;

2 - Uma UPAC com potência instalada superior a 200 W e igual ou inferior a 1,5 kW ou cuja instalação elétrica de utilização não se encontre ligada à RESP está sujeita a mera comunicação prévia de exploração;

3 - Uma UPAC cuja potência instalada seja igual ou inferior a 200 W está isenta de controlo prévio.

No que diz respeito ao processo de licenciamento das UPAC pode-se ter vários cenários, conforme a potência instalada ( $P_{inst}$ ) da mesma, no entanto o processo de licenciamento efetua-se através do Sistema Eletrónico de Registo da UPAC (SERUP).

No caso das UPAC podem haver as seguintes situações [12]:

- Isenção de controlo prévio: UPAC com  $P_{inst} \leq 200$  W;
- Mera comunicação prévia: UPAC com  $200$  W  $< P_{inst} \leq 1,5$  kW ligada à RESP, ou UPAC de qualquer potência instalada sem ligação à RESP;
- Registo prévio + Certificado de exploração: UPAC com  $P_{inst} \leq 1,5$  kW quando o produtor pretende fornecer energia não consumida à RESP, ou UPAC com  $1,5$  kW  $< P_{inst} \leq 1$  MW ou UPAC sem ligação à RESP que utiliza fontes de energia renovável e pretende transacionar garantias de origem;
- Licença de produção + Licença de exploração: UPAC com  $P_{inst} > 1$  MW.

A Figura 2.18 representa o processo de licenciamento de uma UPAC com  $P_{inst} > 1,5$  kW.

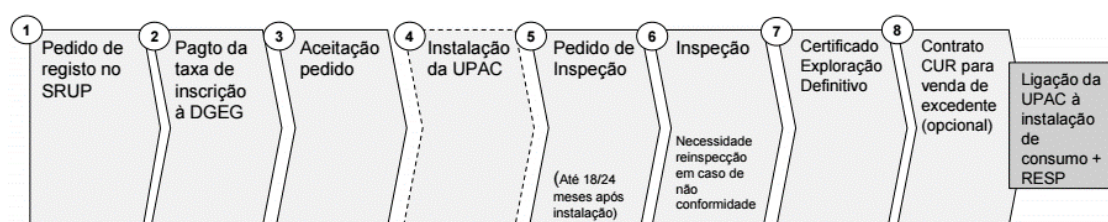


Figura 2.18 - Processo de licenciamento de uma UPAC [12].

### 2.4.1 Remuneração e Compensação

Sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem de fonte renovável, a capacidade instalada nesta unidade não seja superior a 1 MW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar com o CUR, um contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida. Este contrato tem um prazo máximo de 10 anos que pode ser posteriormente renovado por períodos de 5 anos. Ao valor da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor é deduzido 10% para compensar custos com a injeção de energia, e é calculado de acordo com a equação 2.7 [12]:

$$R_{UPAC} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (2.7)$$

em que:

- $R_{UPAC, m}$  é a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês ‘m’, em €;
- $E_{fornecida, m}$  é a energia fornecida no mês ‘m’, em kWh;
- $OMIE_m$  é o valor da média simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês ‘m’, em €/kWh;
- $m$  é o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada com base na equação 2.8 [12]:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times Kt \quad (2.8)$$

em que:

- $C_{UPAC,m}$  é a compensação paga no mês ‘m’ por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;
- $P_{UPAC}$  é o valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;
- $V_{CIEG,t}$  é o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano ‘t’;
- $Kt$  é o coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao  $V_{CIEG,t}$  tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no ano ‘t’;
- $t$  é o ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

O valor do  $V_{CIEG,t}$  é calculado através da expressão presente no n.º 2 do artigo 25º do DL n.º 153/2014.

O valor de  $K_t$  assume os seguintes valores:

- $K_t = 50 \%$ , caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, exceda  $3 \%$  do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;
- $K_t = 30 \%$ , caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, se situe entre os  $1 \%$  e  $3 \%$  do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;
- $K_t = 0 \%$ , caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, seja inferior a  $1 \%$  do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN.

## **2.5 Tecnologia de armazenamento de energia**

O armazenamento de energia é, direta ou indiretamente, indispensável a diversos setores e atividades. Para além do papel preponderante nos dispositivos de baixo consumo (telemóveis, computadores portáteis, etc), este desempenha funções importantes nas indústrias, especialmente nas quais é essencial uma fonte de energia constante e estável. Diversas outras áreas têm mostrado interesse no armazenamento e consequente racionalização da energia. Como exemplo, as empresas de transportes ferroviários cada vez mais procuram uma melhor gestão energética, nomeadamente aproveitando parte da energia das travagens, através do armazenamento da mesma, para posterior reutilização no arranque [2]. Para todas as aplicações mencionadas, bem como para diversas outras, é essencial um sistema que permita armazenar a energia.

Existem diversas tecnologias para o armazenamento de energia, tais como ultracondensadores, fuel cells e baterias, sendo estas últimas as mais usadas. Concretamente ao nível das baterias, as principais limitações a elas associadas prendem-se com o tempo de vida útil, densidade de energia e densidade de potência, especialmente quando comparadas com outras fontes de energia. Ou seja, a energia que uma bateria consegue armazenar e a energia que consegue fornecer por unidade de volume são relativamente baixas.

Neste capítulo serão apresentadas diferentes tecnologias de baterias, abordando as suas estruturas gerais, os principais tipos de baterias utilizados, bem como as suas características.

### **2.5.1 Estrutura e classificação das baterias**

As baterias são dispositivos compostos por uma ou mais células eletroquímicas, ligadas em série, em paralelo ou numa combinação de ambos, as quais armazenam energia elétrica

sob a forma de energia química. Uma célula eletroquímica é usualmente composta por quatro componentes como podemos ver na Figura 2.19 [13] :

- Ânodo ou Elétrodo Negativo - Fornece eletrões ao circuito externo durante a descarga, que por sua vez é oxidado durante a reação eletroquímica;
- Cátodo ou Elétrodo Positivo - Aceita eletrões do circuito externo durante a descarga, sendo reduzido durante a reação eletroquímica;
- Eletrólito - Meio onde ocorrem as trocas de cargas, dentro da célula, entre o ânodo e o cátodo. O eletrólito deve ter alta condutividade para os iões que atuam nas reações, mas baixa condutividade para os eletrões de modo a evitar, ou pelo menos reduzir, o efeito de auto-descarga das baterias;
- Separador - Camada de isolamento físico que separa os eléctrodos. O separador deve ser constituído por um material não condutor de eletrões, mas que permita a passagem dos iões do eléctrodo positivo para o negativo, prevenindo curto-circuitos.

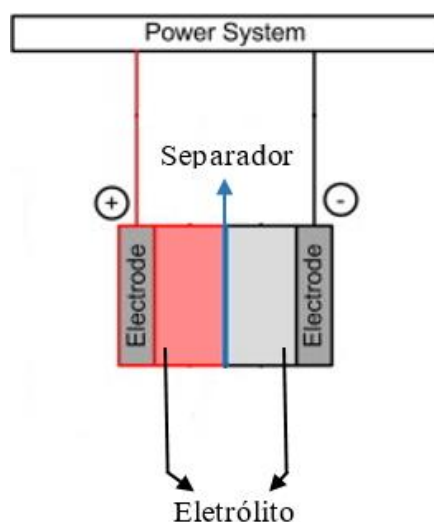


Figura 2.19 - Constituintes de uma célula eletroquímica [13].

Os materiais usados no ânodo e no cátodo condicionam algumas das características da bateria, tais como a sua tensão e capacidade, entre outras [14].

As baterias são classificadas como primárias ou secundárias, consoante a sua capacidade de serem eletricamente recarregadas. As primárias não possuem a capacidade de serem recarregadas e, uma vez descarregadas, tornam-se obsoletas. O seu baixo custo, elevada densidade de energia e elevada energia específica tornam-nas os dispositivos de eleição para aplicações de baixo consumo (rádios, brinquedos, lanternas). Numa bateria secundária, a

energia química armazenada pode ser convertida em energia elétrica através de reações eletroquímicas, e vice-versa.

A energia química é repostada através do fornecimento de corrente elétrica à bateria no sentido oposto ao da descarga, recarregando-a assim até à sua condição de carga original.

Este subcapítulo focará apenas as baterias secundárias que, para simplificar, serão designadas apenas como baterias.

Para compreender a caracterização e diferenciação entre os diversos tipos de baterias é necessário conhecer alguns conceitos:

- Densidade de Energia (Wh/l) - Define a relação entre a quantidade de energia máxima armazenada na bateria e o seu volume;
- Densidade de Potência (W/l) - Define a relação entre a potência máxima que uma bateria pode fornecer e o seu volume;
- Capacidade (Ah) - Define a corrente elétrica que uma bateria é capaz de fornecer num dado período de tempo;
- Energia Específica (Wh/kg) - Define a relação entre a quantidade máxima de energia armazenada na bateria e a sua massa;
- Potência Específica (W/kg) - Define a relação entre a potência máxima que uma bateria pode fornecer e a sua massa;
- Taxa-C (C-Rate) - É a relação entre a corrente de carga ou descarga (A), e a capacidade (Ah) de uma bateria. Por exemplo, uma bateria de 2,5 Ah pode fornecer uma corrente de 2,5 A durante 1 hora. Neste caso a bateria estaria a fornecer corrente a uma C-Rate de 1 C;
- Ciclos de vida - Número de ciclos que uma bateria pode ser carregada e descarregada, sob condições específicas, antes da sua capacidade disponível atingir um valor mínimo;

### **2.5.2 Tipos de baterias**

A primeira bateria primária surge em 1800, quando Alessandro Volta desenvolveu a pilha de Volta [15]. Este foi um marco histórico no que se viria a tornar na primeira de muitas tecnologias de armazenamento de energia, essenciais ao estilo de vida moderno. Alguns anos depois surgiu a primeira bateria recarregável, em muito semelhante às atuais baterias de Chumbo-Ácido. Desde então, com o evoluir da tecnologia, diferentes tipos de baterias surgiram no mercado. Dentro das tecnologias existentes, as principais categorias de baterias

são de Chumbo-Ácido (*Lead-Acid*), Níquel Hidreto Metálico (NiMH) e Iões de Lítio (Li-ion).

### 2.5.2.1 Bateria de Chumbo-Ácido

A bateria de Chumbo-Ácido foi desenvolvida por Gaston Planté em 1859. Esta foi a primeira a estar comercialmente disponível, continuando a ser aperfeiçoada ao longo do tempo. Estas baterias foram usadas, como fonte de energia, nos primeiros veículos elétricos em 1895 [14]. Nestas baterias, o material ativo no eletrodo positivo é o dióxido de chumbo ( $\text{PbO}_2$ ) e no eletrodo negativo é o chumbo metálico (Pb), organizado numa estrutura porosa de modo a maximizar a sua área de superfície.

Em termos de características elétricas, este tipo de baterias apresentam uma tensão nominal de 2 V por célula e uma densidade de potência elevada. No entanto, possuem baixa energia e potência específica devido aos materiais que utilizam. O facto de serem relativamente fáceis de produzir e com baixo custo de produção, faz com que estas sejam bastante populares em diversas aplicações [16].

As baterias de Chumbo-Ácido, comparativamente às restantes tecnologias de baterias, são bastante seguras. Isto deve-se principalmente ao facto de estas serem tolerantes a sobrecargas.

Nestas baterias, tal como na sua grande maioria, o funcionamento a temperaturas inadequadas reduz a sua capacidade. A sua deterioração também se pode dever ao fenómeno de sulfatação. Este fenómeno consiste na formação de sulfato de chumbo em excesso. Na sua causa pode estar uma descarga abaixo da tensão de corte da bateria, deixa-la descarregada por longos períodos de tempo ou devido ao nível do eletrólito estar baixo [17].

As três principais aplicações para esta tecnologia de baterias são: automóvel (SLI), sistemas de tração (carros de golf, cadeiras elétricas, empilhadoras, etc) e sistemas estacionários (iluminação de emergência, UPS, etc) [17].

Na Tabela 2.2 são apresentadas as características genéricas de uma célula de Chumbo-Ácido.

**Tabela 2.2 - Especificações de uma célula Chumbo-Ácido [14].**

<b>Especificações</b>	<b>Bateria de Chumbo-Ácido</b>
Energia específica (Wh/kg)	30-50
Ciclos de Vida (80% descarga)	200-300
Tempo de carga rápida (h)	8-16
Taxa de Auto Descarga (mês)	5%
Tolerância a Sobrecargas	Alta
Tensão nominal/célula	2V
Segurança	Elevada

### **2.5.2.2 Baterias de Níquel Hidreto Metálico**

As baterias de Níquel Hidreto Metálico (Nickel Metal Hydride - NiMH) surgiram como uma melhoria às baterias de Níquel Cádmio (Nickel Cadmium - NiCd). O seu desenvolvimento iniciou-se por volta de 1967, sendo que só se tornou uma tecnologia viável por volta de 1980, com a descoberta de novas ligas metálicas que tornaram estas baterias estáveis[14]. Esta tecnologia de baterias mostrou-se particularmente interessante como alternativa às baterias de NiCd, bem como para veículos elétricos e híbridos.

As baterias de NiMH apresentam uma tensão nominal inferior às de Chumbo Ácido (cerca 1,25 V por célula). Este fator, aliado a um perfil de descarga plano, resulta numa maior dificuldade na determinação do seu estado de carga. No entanto, possuem uma maior densidade de energia, o que as torna mais adequadas para aplicações portáteis.

Comparativamente às baterias de NiCd, as de NiMH apresentam como principal vantagem não serem poluidoras devido a não utilizarem Cádmio. Possuem ainda uma maior densidade de energia e não sofrem de efeito memória. Tem como desvantagem uma menor densidade de potência e tolerância a sobrecargas relativamente às suas antecessoras. Relativamente às baterias de Iões Lítio, apresentam como principais vantagens o seu baixo custo e o facto de serem mais seguras. Apesar disso, as baterias de NiMH têm vindo a ser substituídas pelas de Iões de Lítio [14].

Na Tabela 2.3 são apresentadas as características genéricas de uma célula de Chumbo-Ácido.



**Tabela 2.3 - Especificações de uma célula NiMH [14].**

<b>Especificações</b>	<b>Bateria de NiMH</b>
Energia específica (Wh/kg)	60-120
Ciclos de Vida (80% descarga)	300-500
Tempo de carga rápida (h)	2-4
Taxa de Auto Descarga (mês)	30%
Tolerância a Sobrecargas	Baixa
Tensão nominal/célula	1.25V
Segurança	Média

### **2.5.2.3 Baterias de Iões de Lítio**

As baterias de Iões de Lítio são atualmente, a escolha preferencial para um vasto leque de aplicações, desde telemóveis e computadores portáteis, equipamentos militares e equipamentos médicos.

Aquando da sua introdução no mercado em 1970, as baterias primárias de Lítio apresentavam características bastante promissoras em termos de energia específica e densidade de energia. Neste contexto, surgiu o interesse em torna-las recarregáveis, tirando partido das suas potencialidades [17].

Inicialmente a pesquisa baseou-se no uso de lítio metálico no ânodo da bateria, o que lhe proporcionava uma excelente densidade de energia. Contudo, devido à utilização desse material, formavam-se dendrites no ânodo que, com o decorrer dos ciclos de vida da bateria, alastravam-se penetrando o separador e causando curto-circuitos. A solução deste problema passou pela utilização de materiais de carbono no eléctrodo negativo, como grafite, coke e hard carbon. Com isto, foi possível superar algumas das limitações e problemas da utilização de lítio [17].

As baterias de Iões de Lítio foram introduzidas no mercado em 1991 pela Sony, sendo que desde então continuam a ser melhoradas. O mercado desta tecnologia continua a aumentar, especialmente devido ao ressurgimento do interesse nos veículos eléctricos e à crescente importância do armazenamento de energia em grande escala, associado à produção de energia por fontes de energia renováveis [17].

Na Tabela 2.4 estão apresentadas as características gerais para os três principais tipos de baterias de Iões de Lítio.

**Tabela 2.4 - Especificações de três tipos de baterias de Iões de Lítio [14].**

<b>Especificações</b>	<b>Bateria de Lítio - Cobalto (LiCoO<sub>2</sub>)</b>	<b>Bateria de Lítio – Manganês(LiMnO<sub>4</sub>)</b>	<b>Bateria de Lítio Fosfato-Ferro (LiFePO<sub>4</sub>)</b>
Energia específica (Wh/kg)	150 - 190	100 - 135	90 - 120
Ciclos de Vida (80% descarga)	500 - 1000	500 – 1000	1000 - 2000
Tempo de carga rápida (h)	2 - 4	<1	<1
Taxa de Auto Descarga (mês)		10%	
Tolerância a Sobrecargas		Baixa	
Tensão nominal/célula	3.6V	3.8V	3.3V
Segurança		Baixa	

# Capítulo III

Tal como abordado anteriormente, existem diferentes tipos de sistemas solares fotovoltaicos, nomeadamente sistemas autónomos, sistemas ligados à rede e sistemas híbridos. O foco deste trabalho será voltado especialmente para os sistemas solares fotovoltaicos ligados à rede em regime de autoconsumo. Neste capítulo serão apresentados os procedimentos para a realização do dimensionamento de sistemas ligados à rede.

## **Metodologia de dimensionamento de uma unidade de produção de autoconsumo com ligação à rede**

Os sistemas fotovoltaicos necessitam de ser seguros, fiáveis e eficientes. Os componentes de um sistema fotovoltaico devem ser escolhidos de forma a assegurarem um desempenho otimizado das células solares e dos módulos fotovoltaicos. Neste sentido, a conceção de uma instalação fotovoltaica não é um trabalho simples. Os princípios que normalmente fluem a partir da configuração de uma fonte clássica de energia centralizada não se aplicam aqui. As razões incluem a utilização de uma corrente de curto-circuito fraca e uma corrente DC variável à saída, em vez de, corrente AC constante. Escolher a melhor configuração elétrica para o sistema fotovoltaico é apenas um de muitos passos importantes no dimensionamento deste tipo de sistemas. Hoje existe um conjunto de ferramentas de simulação FV muito úteis que realizam uma análise da performance dos sistemas segundo condições reais de funcionamento, investigam o impacto de diferentes perfis de cargas, verificam o tamanho do sistema e determinam o tamanho ótimo dos componentes FV e a viabilidade em termos de produção de energia e de custos. A metodologia seguida para dimensionamento é apresentada passo a passo neste capítulo e os resultados finais serão comparados com uma das ferramentas de simulação existentes no mercado. O fluxograma explicativo da metodologia seguida é apresentado na Figura 3.1 [18].

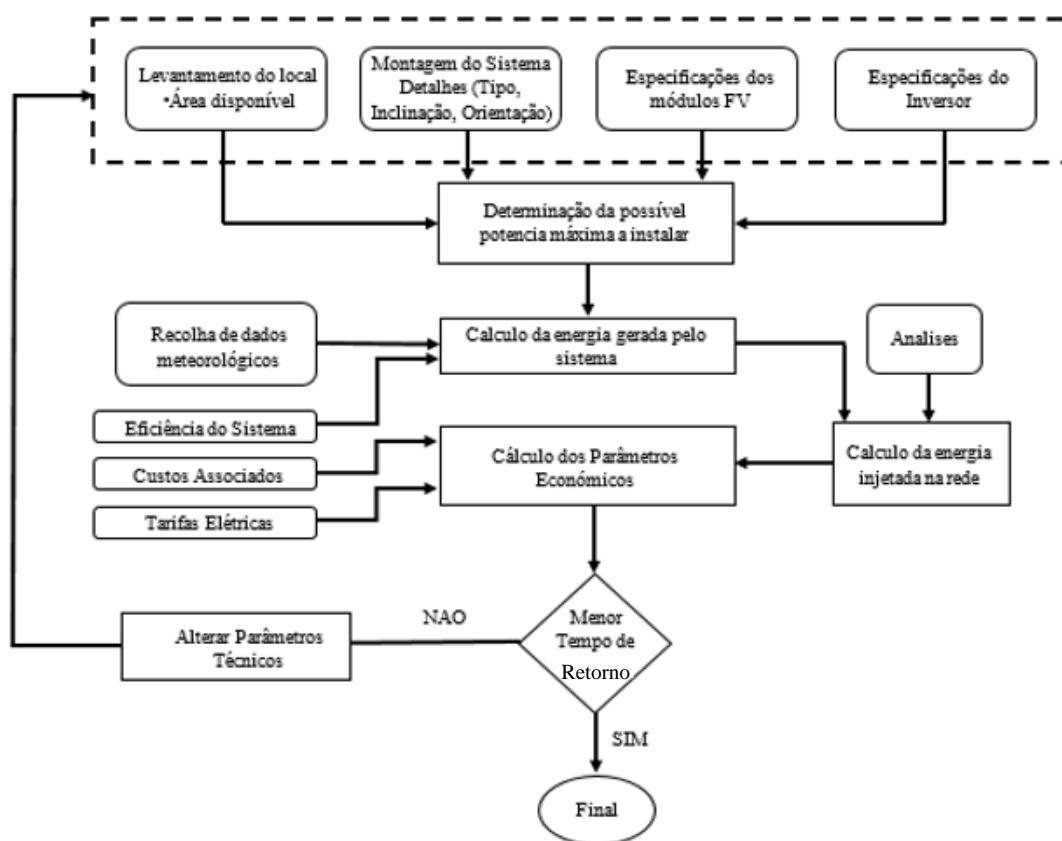


Figura 3.1 – Fluxograma explicativo da metodologia de dimensionamento, adaptada de [19].

### 3.1 Avaliação do recurso solar

Nesta fase do projeto busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Nem sempre os dados estão disponíveis na forma em que se precisa para utilizá-los no dimensionamento do sistema.

Os dados da radiação solar podem ser especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área conhecidos como irradiância ou irradiação como indica a Figura 3.2. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia.

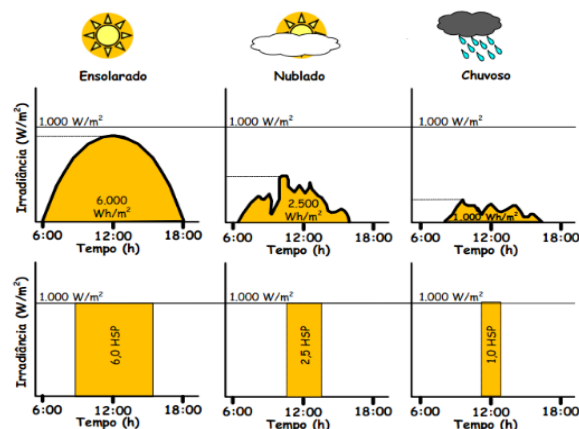


Figura 3.2 – Radiação Solar [18].

### 3.2 Análise do Local

O bom planeamento, dimensionamento e orçamentação de um sistema fotovoltaico carece de um conhecimento prévio do local da instalação. A visita ao local permitirá realizar uma avaliação prévia sobre as condições disponíveis, podendo estas revelar aspetos favoráveis ou desfavoráveis para a instalação do sistema.

A primeira avaliação do local consistirá na existência de fatores que permitam a instalação do sistema. Caso não sejam reunidos todos os fatores necessários, deverá ser procurado um local alternativo. Durante a visita ao local deverão ser definidos alguns aspetos de construção, tais como: os trabalhos necessários para a fixação dos painéis, a localização do inversor e das baterias, caso estas existam, assim como o local de passagem da cablagem do sistema e os trabalhos necessários a efetuar para a alteração da caixa do contador. Na visita ao local devem ser registados os seguintes parâmetros: área do local de instalação, orientação e inclinação dos painéis, tipo de montagem e a existência de sombreamentos do local.

Mesmo dentro de uma região com recurso solar uniforme, a escolha do local onde os módulos fotovoltaicos vão ser instalados pode ser determinante para o seu desempenho. A integração com elementos arquitetónicos e a presença de elementos de sombreamento pode afetar a eficiência de um sistema fotovoltaico.

Para ter uma boa estimativa da radiação incidente no plano do painel, o projetista deve obter informações sobre os atuais e potenciais elementos de sombreamento e superfícies de reflexão próximas, inclusive o chão.

Aspetos estéticos, a resistência mecânica do telhado e do prédio bem como o efeito dos ventos também são elementos importantes na escolha do local de instalação do painel fotovoltaico [18].

### 3.2.1 Sombreamentos

O sombreamento é uma questão essencial a ter em conta no dimensionamento de uma instalação fotovoltaica. No caso de existirem sombreamentos, para além de ver diminuída a produção, a vida útil do painel pode ser posta em causa. Por exemplo, se um painel de uma *string* possui algumas das células sombreadas, estas funcionam como uma resistência, opondo-se à passagem da corrente, o que provocará dois efeitos nefastos, um deles é exatamente o facto da energia, que poderia estar a ser produzida, não ser aproveitada e outro é que a parte sombreada, ao não deixar passar a corrente, irá aquecer podendo causar danos irreversíveis no módulo. Este tipo de problema pode ser evitado com a utilização de díodos *by-pass*. Estes díodos irão desviar a corrente das células afetadas evitando assim que estas aqueçam. No caso concreto deste projeto, serão garantidas as condições para que não existam sombreamentos. Neste caso, só é necessário garantir que não ocorrem sombreamentos entre painéis de strings diferentes, ou seja, entre strings sucessivas [18].

## 3.3 Escolha dos Equipamentos

### 3.3.1 Módulos fotovoltaicos

Durante a visita ao local e posterior avaliação do mesmo, procede-se à escolha dos módulos fotovoltaicos mais apropriados. Esta escolha é feita através do tipo de módulo e material pretendido. Existem vários tipos de material no mercado: silício monocristalino, policristalino e amorfo, telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS) e células orgânicas. As características dos mesmos já foram referidas anteriormente.

Com base nestas especificações, é selecionado o módulo que irá ser instalado. As especificações técnicas do módulo escolhido determinam os passos seguintes do dimensionamento do sistema. Realizada esta escolha, determina-se o número de painéis que podem ser instalados na área disponível. Este número permitirá o cálculo da potência total instalada de uma forma aproximada. Algumas das características mais relevantes a ter em conta pelos projetistas na hora de escolher o módulo são apresentadas na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1 - Parâmetros principais dos módulos FV.**

Parâmetros	Unidades
Eficiência - $\eta$	%
Potência nominal - $P^{\text{rmax}}$	Wp
Dimensões (comprimento $\times$ largura)	mm $\times$ mm
Temperatura nominal de funcionamento - NOCT	$^{\circ}\text{C}$
Corrente nominal - $I^{\text{rmax}}$	A
Tensão nominal - $V^{\text{rmax}}$	V
Corrente de curto-circuito - $I_{\text{CC}}$	A
Tensão de circuito aberto - $V_{\text{AC}}$	V
Coefficiente de temperatura de $V_{\text{AC}} - \Delta V$ de $V_{\text{AC}}$	mV/ $^{\circ}\text{C}$
Coefficiente de temperatura de $I_{\text{CC}} - \Delta I$ de $I_{\text{CC}}$	mA/ $^{\circ}\text{C}$
Preço	€
Garantia	anos

### 3.3.2 Inversor

Os primeiros sistemas fotovoltaicos possuíam, geralmente, apenas um inversor central. Atualmente, devido ao aumento da potência das respetivas instalações, nem sempre é aplicável esta solução. Normalmente, as razões para tal opção prendem-se com questões económicas ou de fiabilidade do sistema o que pode provocar uma redução da eficiência do mesmo. Assim, existem várias configurações diferentes com vantagens e desvantagens associadas, tal como referido no Capítulo II do presente documento.

Na escolha do inversor é necessário ter sempre em linha de conta qual o seu rendimento, qual o número de *strings* máximo que pode suportar, a tensão máxima e mínima de entrada, a corrente máxima de entrada, e quais as características de saída. A configuração do sistema e da instalação elétrica determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores.

As especificações técnicas dos inversores proporcionam informação extremamente importante nesta fase, pelo que devem ser respeitadas integralmente [18].

### 3.3.2.1 Local da instalação:

A localização dos inversores é um fator determinante para a obtenção de um funcionamento correto e uma vida normal de seus componentes. O inversor central deverá, sempre que seja possível, ser instalado junto da caixa do contador ou na sua proximidade. Se as condições ambientais o permitirem, fará sentido instalar o inversor perto da caixa de junção geral do gerador. Este procedimento permite reduzir as perdas de energia que ocorrem através do cabo principal DC, assim como reduzir os custos de instalação. Os grandes inversores centralizados são frequentemente instalados junto com outros dispositivos elétricos, tais como aparelhos de ligação, de proteção, de corte, etc., num armário/quadro de potência. O inversor deve ser montado num ambiente livre de:

- Exposição direta a raios solares, chuva, humidade excessiva ou maresia;
- Gases ou líquidos explosivos ou corrosivos;
- Vibração excessiva, poeira ou partículas metálicas/óleos suspensos no ar.

No caso de serem usados inversores por fileira, estes estão protegidos por invólucros com graus de proteção IP 65 e são normalmente instalados nos telhados. Nestes casos, o ruído produzido pelo inversor (dependendo da potência e do fabrico), deverá também ser considerado [18].

### 3.3.2.2 Determinação da potência

O número de inversores deriva da potência estimada para o sistema fotovoltaico e do tipo de sistema escolhido. Como regra geral, dado que os inversores são fornecidos para vários níveis de potência e que a potência total do sistema fotovoltaico é determinada pela área útil disponível, é utilizado um rácio entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor de 1:1. Qualquer desvio é tomado com base neste rácio e definido para o seguinte intervalo:

$$0.7 \times P_{PV} < P_{INV\ DC} < 1.2 \times P_{PV}. \quad (3.1)$$

em que a potência de um inversor,  $P_{INV}$ , deve ser superior a 70% da potência fotovoltaica,  $P_{PV}$ , e inferior a 120% dessa mesma potência.

Os inversores disponíveis no mercado possuem vários níveis de potência, permitindo uma maior facilidade na adaptação às características do gerador fotovoltaico.



No caso de os inversores estarem localizados junto aos painéis, deve-se ter em consideração as cargas térmicas a que estão sujeitos. Por isso, poderá existir a necessidade da potência destes inversores ser superior à potência do gerador fotovoltaico.

Se o sistema for constituído por painéis de silício amorfo, deverá ter-se em atenção a degradação progressiva da potência. Estes painéis podem apresentar uma potência inicial cerca de 15% superior ao especificado, estabilizando no valor estipulado pelo fabricante ao longo do primeiro ano. Facto esse, que deve ser tomado em consideração não apenas para o dimensionamento da potência do inversor, mas também da tensão de entrada do mesmo. Para estes painéis, a tensão pode atingir valores superiores ao especificado nas características em 11% e a corrente pode registar um aumento de 4%, aproximadamente.

Em termos gerais, poderá ser interessante a escolha de um inversor com uma potência sensivelmente inferior à do gerador fotovoltaico. A eficiência do inversor diminui, consideravelmente, para uma gama de valores de potência gerada inferiores a 10% face ao valor da potência nominal do inversor.

Na realidade, os sistemas fotovoltaicos entregam apenas cerca de 50% da sua potência nominal, pelo que, o inversor é frequentemente subdimensionado [18].

### **3.3.2.3 Determinação da tensão**

A tensão aos terminais do gerador fotovoltaico depende da sua configuração e do número de painéis. Se estes estiverem ligados em série, a tensão aos terminais do gerador corresponderá à soma da tensão de cada um. A dependência da tensão dos painéis com a temperatura, exige que o seu dimensionamento seja realizado para as situações mais desfavoráveis, Inverno e Verão.

Ao dimensionar o sistema, o intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica do respetivo gerador fotovoltaico. O intervalo MPP do inversor deve incorporar os pontos de MPP da curva característica do gerador para diferentes temperaturas de funcionamento. Além disso, deve-se ter em consideração a tensão limite de funcionamento e a tensão máxima admissível do inversor. Estes dois níveis de tensão relacionam-se com o número mínimo e máximo de painéis por fileira, respetivamente.

As fileiras têm como objetivo aumentar o nível de tensão do gerador fotovoltaico para valores que o sistema de rastreio MPP do inversor seja capaz de gerir a potência produzida. Deste modo, o inversor será capaz de fornecer sempre a potência máxima produzida pelo gerador [18].

## Numero máximo de módulos por fileira

Para temperaturas baixas, a tensão de funcionamento do painel aumenta até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. Para calcular o número de módulos por fileira, teremos que ter em atenção à tensão DC máxima do módulo. A soma das tensões dos módulos ligados em série não poderá ultrapassar a tensão máxima de entrada do inversor, caso contrário, o inversor poderá danificar-se. Portanto, o número máximo de painéis ligados em série obtém-se do quociente entre a máxima tensão DC admissível pelo inversor e a tensão de circuito aberto do painel, para uma temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$  [18].

O número máximo de módulos em série é calculado pela equação 3.2:

$$n_{\max} = \frac{U_{\max\text{INV}}}{U_{\text{oc}(-10^{\circ}\text{C})}} \quad (3.2)$$

Onde:

$n_{\max}$  – numero máximo de módulos por fileira;

$U_{\max\text{INV}}$  – tensão máxima DC admissível pelo inversor;

$U_{\text{oc}(-10^{\circ}\text{C})}$  – tensão de circuito aberto do módulo à temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$ .

## Numero mínimo de módulos por fileira

A tensão aos terminais dos módulos será menor no verão face às condições de referência, devido às temperaturas altas a que está exposto. Se a tensão de funcionamento dos módulos for inferior à tensão MPP mínima do inversor, a eficiência global será inferior e pode mesmo provocar o corte do inversor. Esta é a razão para que o sistema seja dimensionado de forma que o número mínimo de módulos ligados em série numa fileira seja o quociente entre a tensão mínima MPP de entrada do inversor e a tensão MPP do módulo à temperatura de  $70^{\circ}\text{C}$ , sendo a equação:

$$n_{\min} = \frac{U_{\text{MPPminINV}}}{U_{\text{MPP}(70^{\circ}\text{C})}} \quad (3.3)$$

Onde:

$n_{\max}$  – numero mínimo de módulos por fileira;

$U_{\text{MPPminINV}}$  – tensão mínima MPP de entrada do inversor;

$U_{MPP(70^{\circ}C)}$  – tensão MPP do módulo à temperatura de  $70^{\circ}C$ .

### Numero máximo de fileiras

A corrente máxima suportada pelo inversor não deve ser excedida em momento algum, sob pena de danificar o inversor. A corrente máxima do inversor impõe restrições relativamente ao número de fileiras que podem ser ligadas ao mesmo. Assim, o número máximo de fileiras deverá ser igual ao quociente entre o valor máximo da corrente do inversor e da fileira de módulos, ou seja:

$$N_{Fileira} \leq \frac{I_{max(INV)}}{I_{nFileira}} \quad (3.4)$$

### 3.4 Dimensionamento dos cabos e proteções

O dimensionamento da cablagem do sistema é um aspeto importante para o seu bom funcionamento. Os cabos devem ser capazes de suportar as condições climáticas, térmicas e mecânicas do local onde serão instalados, bem como as tensões e correntes máximas a que estão sujeitos. Normalmente, as tensões dos sistemas fotovoltaicos não ultrapassam os valores dos cabos normalizados, com tensões nominais entre 300 e 1000V.

A corrente que o cabo tem de suportar depende não só da corrente máxima do sistema, mas também de dois fatores externos importantes, nomeadamente, a temperatura máxima que o cabo pode atingir e o agrupamento de cabos. Os fabricantes fornecem a corrente máxima suportada pelo cabo para as condições de referência. Porém, esta deve ser corrigida para a temperatura de funcionamento através da multiplicação de fatores de correção.

Numa instalação fotovoltaica existem 3 tipos de cabos com classificações e requisitos diferentes: cabo de fileira, cabo principal DC e o cabo AC [18].

#### 3.4.1 Cabo de Fileira

O cabo de fileira estabelece a ligação entre os diversos painéis fotovoltaicos da fileira e a caixa de junção. Deve ser capaz de transportar uma corrente 25% superior à corrente de curto circuito do gerador sob as condições de referência e estar protegido contra falhas de terra e de curto-circuitos, respeitando assim a Norma Europeia IEC 60364-7-712 [18].

$$I_{cabo} = 1.25 \times I_{cc}^{PV}, \quad (3.5)$$

Onde  $I_{cabo}$  é a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar e  $I_{cc}^{PV}$  é a corrente de curto-circuito do gerador.

Determinada a corrente que o cabo terá de ser capaz de transportar, procede-se à escolha da secção do mesmo, em função da corrente máxima admissível. A corrente que o cabo terá de transportar, deve ser menor ou igual à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido.

$$I_{cabo} \leq I_z, \quad (3.6)$$

Onde  $I_{cabo}$  é a corrente que o cabo deverá ser capaz de transportar e  $I_z$  é a corrente máxima suportada pelo cabo.

Após ter sido determinada a secção do cabo correspondente com base na corrente calculada pela expressão (3.7), deve ser verificada a queda de tensão admissível. Assumindo o mesmo comprimento para todos os cabos da fileira, as equações seguintes permitem calcular a secção do cabo de fileira, respeitando a queda de tensão admissível, 1%.

$$S_{cabo} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{FI}}{1\% \times U_{MPP} \times K}, \quad (3.7)$$

Onde:

$L_{cabo}$  – Comprimento do cabo;

$I_{FI}$  – Corrente nominal da fileira;

$U_{MPP}$  – Tensão da fileira

$K$  – Condutividade elétrica (56 para o cobre e 43 para o alumínio [20]).

O resultado obtido através das expressões indicadas acima, deve ser aproximado para as secções dos cabos normalizados (2,5 mm<sup>2</sup>; 4 mm<sup>2</sup>; 6 mm<sup>2</sup>).

As perdas totais nos cabos da instalação, podem ser determinadas através da seguinte formula:

$$P_M = \frac{2 \times N \times L_{cabo} \times I_{FI}^2}{S_{cabo} \times K}, \quad (3.8)$$

Onde  $P_M$  é a potência de perdas e  $N$  é o número de fileiras do gerador.

### 3.4.2 Cabo DC

Estabelece a ligação entre a caixa de junção e o inversor. Este cabo deve também respeitar a Norma Europeia IEC 60364-7-712. Assim, deverá ser capaz de suportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do sistema sob as condições de referência.

$$I_{cabo} = 1.25 \times I_{cc}^{PV} \quad (3.9)$$

Determinada a corrente que o cabo terá de ser capaz de transportar, procede-se à escolha da secção do mesmo em função da corrente máxima admissível. A corrente que o cabo terá de transportar deve ser menor ou igual à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido.

$$I_{cabo} \leq I_z \quad , \quad (3.10)$$

A potência máxima de perdas permitida para este cabo deve ser inferior a 1% das perdas totais, sendo por isso necessário verificar esta condição. A equação 3.11 permite calcular a secção do cabo que verifica a condição referida. O valor da secção determinada para o cabo deve ser aproximado para as secções normalizadas.

$$S_{caboDC} = \frac{2 \times L_{caboDC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times K} \quad (3.11)$$

Onde:

$S_{cabo\ principalDC}$  - Secção do cabo DC,

$L_{caboDC}$  - Comprimento do cabo DC,

$I_n$  - Corrente nominal do gerador fotovoltaico,

$FP$  - Fator de perdas,

$P_{FV}$  - Potência nominal do gerador fotovoltaico,

$P_M$  - Potência de perdas,

$K$  - Condutividade elétrica do material (56 para o cobre e 43 para o alumínio [20]).

As respetivas perdas do cabo principal DC são calculadas com base na sua secção. Para este cálculo recorre-se à expressão (3.12).

$$P_{DC} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_n^2}{S_{cabo} \times K} \quad (3.12)$$

### 3.4.3 Cabo AC

Estabelece a ligação entre o inversor e a rede elétrica. Para o cálculo da secção deste cabo, a queda de tensão máxima admissível é de 3%, relativamente à tensão nominal da rede. Geralmente, para sistemas fotovoltaicos com potências até 5 kWp, são utilizadas secções normalizadas até 6 mm<sup>2</sup>. A secção do cabo para uma ligação monofásica é determinada através da equação (3.13) e para trifásica através da expressão (3.14):

$$S_{caboAC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos\varphi}{0,03 \times U_{ns} \times K} \quad (3.13)$$

$$S_{caboAC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{caboAC} \times I_{nAC} \times \cos\varphi}{0,03 \times U_{nc} \times K} \quad (3.14)$$

Onde:

$S_{caboAC}$  - secção do cabo AC,

$L_{caboAC}$  - comprimento do cabo AC,

$I_{nAC}$  - corrente nominal em AC,

$\cos\varphi$  - fator de potência do inversor,

$U_{ns}$  - tensão nominal simples

$U_{nc}$  - Tensão nominal composta

$K$  - Condutividade elétrica do material (56 para o cobre e 43 para o alumínio [20]).

As perdas no cabo AC são determinadas através das equações (3.15) ou (3.16), consoante a instalação seja monofásica ou trifásica.

$$P_{AC} = \frac{2 \times L_{caboAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos\varphi}{S_{caboAC} \times K}, \quad (3.15)$$

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{caboAC} \times I_{nAC}^2 \times \cos\varphi}{S_{caboAC} \times K}, \quad (3.16)$$

Onde  $P_{AC}$  é a potência de perdas no cabo AC.

### 3.4.4 Proteções

Como qualquer outra instalação elétrica as instalações elétricas de sistemas FV devem integrar dispositivos que assegurem a proteção das instalações, garantindo a continuidade do serviço. Desta forma, os sistemas FV devem possuir vários níveis de proteção e seccionamento, estando equipados com interruptores e/ou disjuntores que seccionem as várias partes da instalação em DC e AC.

#### 3.4.4.1 Caixa de Junção

O gerador fotovoltaico é normalmente constituído por várias fileiras de painéis, cada uma com o respetivo cabo de fileira. Torna-se, por isso, necessário realizar as ligações elétricas entre os vários cabos de fileira existentes e o cabo principal DC. Estas ligações são efetuadas na caixa de junção e, em caso de necessidade, também a ligação do condutor equipotencial.

A caixa de junção contém terminais, aparelhos de corte, fusíveis de proteção dos cabos de fileira e díodos de bloqueio das fileiras. Os díodos de bloqueio de fileiras têm a função de proceder ao desacoplamento elétrico entre fileiras individuais.

No caso de ocorrer um curto-circuito ou sombreamento de uma fileira, o díodo de bloqueio isola automaticamente essa fileira do sistema. Estes díodos são ligados em série com as fileiras, de forma a evitarem a circulação de corrente elétrica no sentido inverso. Contudo, é difícil a deteção de uma falha num destes díodos, razão pela qual, normalmente não são utilizados em sistemas com ligação à rede elétrica [18].

A caixa de junção deve assegurar um grau de proteção de classe II, estando protegida contra as condições climáticas do local de instalação. Recomenda-se que o local para instalação deste equipamento garanta a proteção contra a chuva e a radiação solar. Geralmente o interruptor principal DC é instalado na caixa de junção.

#### 3.4.4.2 Fusíveis

Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas e devem ser concebidos para funcionar em DC. A utilização destes fusíveis permite um isolamento elétrico das fileiras.

#### 3.4.4.3 Interruptores/Disjuntores

A impossibilidade de desligar o gerador fotovoltaico leva à necessidade de existir o interruptor principal DC. A sua função consiste em isolar o gerador fotovoltaico do restante circuito elétrico. Este interruptor é essencial durante a instalação, manutenção ou reparação do sistema. Deve estar preparado para interromper uma corrente contínua, a qual é mais difícil de ser interrompida face a uma corrente alternada. A Norma Europeia EIC 60364-7-712 exige a instalação de um dispositivo de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Este interruptor de corte deve ser dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto do gerador fotovoltaico, à temperatura de -10°C e para 125% da corrente de curto-circuito do gerador, como especificado em [18].

$$I_{DC} = 1.25 \times I_{cc}^{PV} \quad (3.17)$$

Onde  $I_{DC}$  é a corrente DC que o interruptor deverá ser capaz de interromper e  $I_{cc}^{PV}$  é a corrente de curto-circuito do gerador.

#### 3.4.4.4 Diferenciais

Relativamente à proteção de pessoas nos sistemas ligados à rede, a norma IEC 60364-7-712, deixa ao critério de estudo caso a caso, mas a existir deve ser assegurada por aparelhos diferenciais de alta sensibilidade do tipo B. Os disjuntores diferenciais são aparelhos de proteção sensíveis à corrente residual-diferencial. Estes dispositivos “observam” a corrente que flui nos condutores de ida e de retorno do circuito elétrico. Caso a diferença entre ambas correntes ultrapasse os 30 mA, estes atuam isolando o circuito em menos de 0,2 segundos. Este dispositivo disparará se ocorrer uma falha de isolamento, um contacto direto ou indireto.



### **3.5 Proteção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligação à terra**

A ligação à terra garante que qualquer parte metálica associada ao sistema permaneça sem tensão. Todas as partes metálicas devem ser ligadas ao condutor de proteção que deve estar separado dos restantes cabos elétricos, devido aos riscos de descargas laterais e de indução. A secção deve ser a mesma do cabo principal DC, com um mínimo de 4 mm<sup>2</sup>.

Para efetuar a ligação à terra, podem ainda ser utilizados:

- O esqueleto metálico da estrutura do edifício;
- O aço reforçado de ligação contínua da estrutura de betão armado do edifício.

Os condutores de neutro ou de proteção não devem nunca ser utilizados como condutores de terra ou elétrodos de terra. O circuito de proteção deve ser construído de acordo com os seguintes tipos:

- Ligação ao sistema de proteção contra descargas atmosféricas do edifício;
- Ligação ao circuito de proteção de terra do edifício;
- Ligação a um eléctrodo de terra vertical ou inclinado colocado, a um mínimo de 0,8 m de profundidade e a 1 m das fundações.

### **3.6 Ligação à rede elétrica**

Os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica encontram-se regulamentados. A compatibilidade entre o sistema fotovoltaico e a rede irá depender de parâmetros como: potência de instalação, capacidade da linha e da impedância do ponto de ligação.

A ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica obrigará à existência de um contador de energia capaz de medir a eletricidade produzida que é entregue à rede. Este equipamento deve estar protegido num invólucro com índice de proteção adequado e instalado num local previamente estabelecido com o distribuidor. O contador escolhido deve estar normalizado e pode ser encontrado na listagem disponível online.

### **3.7 Contador de energia**

É através do contador que é realizada a medição efetiva da produção para entrega à rede pública. Os contadores, independentes da contagem de consumo, deverão ser instalados em local acordado com o distribuidor e devidamente protegidos. Na contagem é utilizado

normalmente um contador bidirecional, com função de telecontagem, que para além da sua principal finalidade, também permitirá identificar a eventualidade de possíveis defeitos. A escolha do equipamento requererá a prévia autorização pelas entidades competentes. No anexo encontra-se uma lista dos equipamentos aprovados pela DGEG.

# Capítulo IV

## Caso de Estudo – Magnum CAP

Nos capítulos anteriores foram descritos os vários componentes de um sistema fotovoltaico, os vários equipamentos a dimensionar bem como as suas principais características. Neste capítulo serão colocadas em pratica todas essas demonstrações e apresentações tal como todo o desenvolvimento do dimensionamento da unidade de produção de autoconsumo, com ligação à rede pública, onde se expõe a configuração seguinte:

- Análise do local;
- Seleção e especificação dos equipamentos;
- Configuração do sistema;
- Dimensionamento de cabos e proteções;
- Ligação à rede elétrica.

### 4.1 Procedimentos iniciais

Durante a visita ao local da instalação do sistema fotovoltaico foi especificado ao máximo o sistema a ser implementado, a sua orientação, inclinação, área disponível, tipo de montagem, sombreamento, comprimento de cabos, localização do inversor, dos contadores de consumo/produção e da portinhola, bem como a potência de consumo contratada ao distribuidor de energia. Com estas especificações, foi determinada a potência instalada e a potência contratada, de acordo com a área disponível bem como o número de módulos que foram instalados. Durante o levantamento das características da envolvente não foi observado qualquer tipo de sombreamento que pudesse por em causa a exposição solar do equipamento durante todo o ano.

### 4.2 Levantamento das características do Local

O local escolhido para a instalação dos módulos FV foi a empresa Magnum Cap, sediada na zona industrial da Taboeira em Aveiro, cuja latitude é de 40°38'52.9" Norte [21]. No sentido de facilitar a instalação e diminuir os custos do sistema foi escolhida apenas a área do telhado que está orientada e inclinada a Sul. O telhado apresenta uma inclinação de aproximadamente 10°. A Figura 4.1 corresponde a uma imagem de satélite do edifício,

estando identificado a área de telhado escolhida para instalação da UPAC, bem como a sua orientação geográfica.



**Figura 4.1 – Local da Instalação [21].**

Para se poder começar a planear um sistema fotovoltaico, tendo em vista o seu posterior dimensionamento, é fundamental conhecer bem o local da instalação. A escolha do local para implementação do sistema é assim, o primeiro aspeto a ter em conta. Depois de escolhido o local da instalação, é necessário fazer o levantamento das suas características, nomeadamente:

- Área disponível para instalação dos módulos;
- Orientação e inclinação das estruturas disponíveis à colocação do sistema;
- Dados climáticos (radiação e temperatura média mensal);
- Posicionamento solar (altura e azimuth);

Na Tabela 4.1 são apresentadas as principais características do edifício onde foi instalado o sistema fotovoltaico, nomeadamente a área disponível no edifício bem como a sua orientação e inclinação.

**Tabela 4.1 – Características do Edifício [21].**

Edifício	Tipo de telhado	Comprimento (m)	Largura (m)	Área Total ( $m^2$ )	Orientação	Inclinação ( $^\circ$ )
Magnum Cap	Inclinado	35.25	19	670	Norte e Sul	10

Os valores apresentados na Tabela 4.1, quer para o comprimento quer para a largura do edifício foram obtidos através da ferramenta *online Google Maps*. No entanto o telhado do

edifício apresenta duas faces, uma virada para Norte e outra para Sul, entretanto só será utilizada a que está virada para sul com uma área disponível de aproximadamente 335 m<sup>2</sup>.

#### 4.2.1 Dados climáticos

Para recolha dos dados relativos à radiação e à temperatura média mensal para o local da instalação recorreu-se à aplicação online PVGIS disponibilizada pela Comissão Europeia. Na Figura 4.2 está apresentada a interface da aplicação.

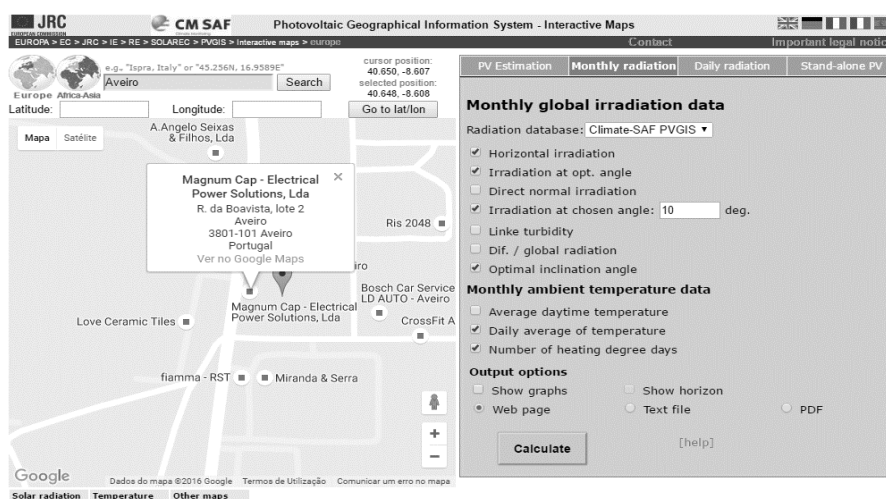


Figura 4.2 – Interface da Plataforma Online [22].

Com os valores de radiação e temperatura obtidos através deste instrumento, foi possível criar o gráfico 4.1 da temperatura ambiente média mensal e o gráfico 4.2 da radiação diária média mensal para o local da instalação. Os dados da radiação foram obtidos para superfícies fixas com inclinação de 10°. Estes baseiam-se em cálculos a partir de imagens de satélite realizadas pelo CM-SAF (Geostationnary MeteoSat and Polar EUMetSat) [22].

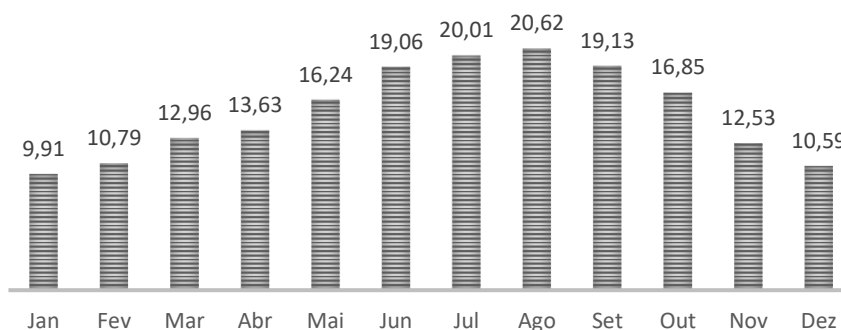
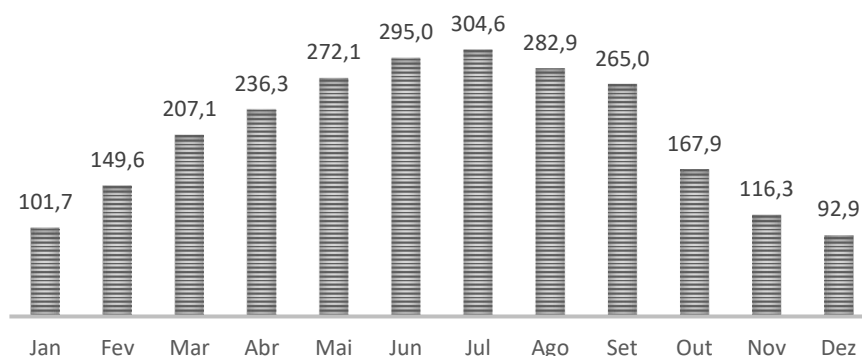


Gráfico 4.1 - Temperatura média mensal [22].



**Gráfico 4.2 - Radiação diária média mensal incidente em painéis fixos com inclinação igual a 10° [22].**

Fazendo uma análise do gráfico acima pode verificar-se que a radiação é superior nos meses de Verão, sendo que o mês que apresenta o maior valor é o mês de julho com 304.6 w/m²/dia, e é inferior nos meses de Inverno, sendo que o mês que apresenta o menor valor é dezembro com 92.9 w/m²/dia.

#### 4.2.2 Posicionamento Solar

O posicionamento solar é um parâmetro a ter em conta, para posteriormente determinar o afastamento entre fileiras, de modo a evitar sombreamentos entre estas. A Tabela 4.2 apresenta os parâmetros necessários à determinação da altura solar mínima  $\beta$ .

**Tabela 4.2 - Parâmetros de determinação da altura solar mínima.**

Latitude do Local (L)	40°38'52.9"(40.64°)
Declinação Solar ( $\delta_s$ )	-23.45 (21 dezembro)
Ângulo Horário Solar ( $h_s$ )	0°
Hora solar local ( $t_s$ )	12h

O cálculo é realizado pela equação 4.1, para o dia do solstício de Inverno (21 de dezembro), dia em que o Sol atinge a sua altura mínima no hemisfério Norte. Deste modo, substituindo os valores da tabela anterior na equação temos [23]:

$$\sin\beta = \sin L \times \sin\delta_s + \cos L \times \cos\delta_s \times \cos h_s \quad (4.1)$$

$$\sin\beta = \sin(40.64) \times \sin(-23.45) + \cos(40.64) \times \cos(-23.45) \times \cos(0)$$

$$\beta = 25.91^\circ$$

### 4.3 Consumos energéticos

De forma a ter um dimensionamento correto de um sistema fotovoltaico, mais precisamente em autoconsumo, é de extrema importância analisar primeiramente as condições contratuais do abastecimento de energia elétrica (tarifa contratada, potência contratada, etc.) bem como os dados de consumo da instalação, fazendo a análise detalhada dos consumos diários, semanais e também ao fim de semana. A análise às faturas de energia elétrica é também um ponto importante para poder fazer a análise económica de um sistema, a fim de se avaliar a poupança e a mais-valia que um sistema deste tipo pode fornecer. Sendo o local da instalação abastecido em baixa tensão normal é importante saber qual o período horário que tem contratado. Na Tabela 4.3 é apresentado o tarifário atualmente contratado.

**Tabela 4.3 – Tipo de tarifário e potencia contratada.**

Tipo de tarifário	BTN – Médias UT
Potência contratada	27.60 kVA

Tendo em conta que o limite de potência de ligação à rede do sistema fotovoltaico deve ser igual ou inferior à potência contratada da instalação de consumo, pode concluir-se a partir daqui que o sistema fotovoltaico não poderá ultrapassar os 27.6 kW.

Analizando o tipo de tarifário que a Magnum Cap possui, é possível concluir que existem 4 períodos horários (vazio, supervazio, cheias e pontas), que variam consoante o dia da semana em questão e o período de hora legal de verão e inverno como indica a Figura 4.3. A cada um dos 3 períodos está atribuída uma tarifa diferente de compra da energia (€/kWh) que também varia com a hora legal do ano.

horário de Inverno		horário de Verão	
ciclo semanal 76 Horas			
segunda a sexta			
ponta	das 09:30 às 12:00		das 09:15 às 12:15
	das 18:30 às 21:00		
cheias	das 07:00 às 09:30		das 07:00 às 09:15
	das 12:00 às 18:30		das 12:15 às 24:00
vazio	das 00:00 às 02:00		das 00:00 às 02:00
	das 06:00 às 07:00		das 06:00 às 07:00
supervazio	das 02:00 às 06:00		das 02:00 às 06:00
sábados			
cheias	das 09:30 às 13:00		das 09:00 às 14:00
	das 18:30 às 22:00		das 20:00 às 22:00
vazio	das 00:00 às 06:00		das 00:00 às 02:00
	das 06:00 às 09:30		das 06:00 às 09:00
supervazio	das 13:00 às 18:30		das 14:00 às 20:00
	das 22:00 às 24:00		das 22:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00		das 02:00 às 06:00
domingos			
vazio	das 00:00 às 02:00		das 00:00 às 02:00
	das 06:00 às 24:00		das 06:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00		das 02:00 às 06:00
ciclo diário 70 Horas			
ponta	das 09:00 às 10:30		das 10:30 às 13:00
	das 18:00 às 20:30		das 19:30 às 21:00
cheias	das 08:00 às 09:00		das 08:00 às 10:30
	das 10:30 às 18:00		das 13:00 às 19:30
vazio normal	das 20:30 às 22:00		das 21:00 às 22:00
	das 06:00 às 08:00		das 06:00 às 08:00
supervazio	das 22:00 às 02:00		das 22:00 às 02:00
	das 02:00 às 06:00		das 02:00 às 06:00

**Figura 4.3 – Ciclo semanal para baixa tensão normal [24].**

Analisando somente o tarifário presente no local da instalação pode afirmar-se que os consumos energéticos certamente não irão ser semelhantes para os dias da semana e fim-de-semana. Esta situação é explicada devido ao facto de grande parte dos consumos se verificarem durante a semana (período de funcionamento da empresa).

Para um ideal autoconsumo, o mais indicado seria ter acesso aos dados de consumo detalhados ao longo do ano através de telecontagem do edifício. Não tendo estes mesmos dados, o sistema fotovoltaico em autoconsumo será dimensionado, tendo por base os consumos totais por período horário, verificados desde janeiro de 2014, a janeiro de 2015, como apresenta a Tabela 4.4.

De referir que os valores a seguir apresentados, foram fornecidos pela empresa.

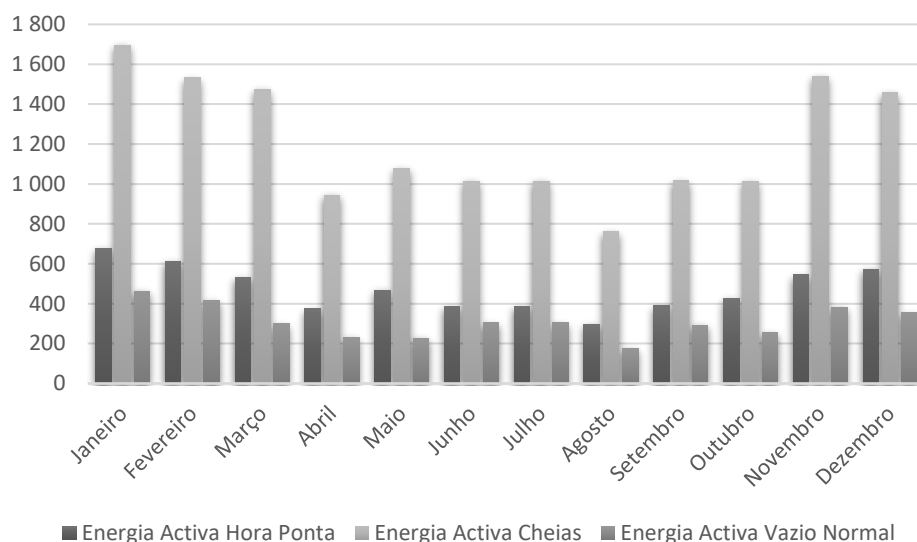


**Tabela 4.4 – Consumos Magnum Cap .**

<b>Período</b>		<b>Ponta</b>	<b>Cheia</b>	<b>Vazio</b>
		<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>
02/01/2014	02/02/2014	679	1 695	462
03/02/2014	02/03/2014	613	1 531	417
03/03/2014	16/04/2014	533	1 475	299
16/04/2014	07/05/2014	375	943	232
07/05/2014	05/06/2014	468	1 080	227
05/06/2014	05/07/2014	387	1 014	306
06/07/2014	14/08/2014	387	1 014	306
14/08/2014	05/09/2014	297	762	175
05/09/2014	03/10/2014	389	1 015	292
03/10/2014	02/11/2014	427	1 013	255
03/11/2014	03/12/2014	546	1 539	381
03/12/2014	02/01/2015	572	1 458	354
<b>Total</b>		<b>5 673</b>	<b>14 539</b>	<b>3 706</b>

A partir da Tabela 4.4 é possível verificar que o período de cheias é aquele onde o consumo de energia é mais elevado, representando cerca de 61% dos consumos totais do edifício. Por outro lado, o período de vazio é aquele onde os consumos são mais baixos, principalmente por coincidirem com o período noturno, ou seja, o período em que a empresa esta fechada. Analisando por mês, conclui-se que os meses de Inverno de novembro a fevereiro são aqueles onde se verifica um maior consumo de energia, sendo estes meses, teoricamente os mais desfavoráveis à produção fotovoltaica. Em sentido inverso, tem-se o mês de agosto como aquele onde os consumos são mais reduzidos, sobretudo devido ao facto de se tratar de um período de férias da empresa.

O gráfico 4.3 ilustra os consumos energéticos mensais apresentados na Tabela 4.4, pelos 3 períodos horários.



**Gráfico 4.3 – Consumos energéticos mensais.**

#### 4.3.1 Seleção e especificação do módulo fotovoltaico

Depois da avaliação do local de implementação do sistema foi necessário escolher os módulos fotovoltaicos a serem instalados, sendo que estes foram escolhidos segundo o tipo de material e o tipo de módulo.

Neste caso de estudo, os módulos usados foram do tipo standard com armação, pois é a configuração mais simples, mais acessível no mercado e a que confere maior proteção contra o meio envolvente.

Inicialmente foram escolhidos dois módulos fotovoltaicos, representativos de dois tipos de tecnologias diferentes: um módulo de silício Policristalino e um módulo de silício Monocristalino. Contudo, o modulo selecionado foi o da marca Lightway Solar, visto que é o que apresenta uma melhor eficiência. Na tabela 4.5 estão disponibilizadas as características mais técnicas, ou seja, a *datasheet* do módulo escolhido fornecido pelo fabricante. Os valores da tabela são obtidos a partir das condições de referência, a uma temperatura de 25°C e irradiância média de 1000 W/m<sup>2</sup>.

**Tabela 4.5 – Características principais dos módulos FV escolhidos para o estudo.**

Módulos	MPrime	Lightway Solar
Tipo de células	Monocristalino	Policristalino
Potencia Máxima(Wp)	240	240

Células ligadas em série	60	60
Eficiência (%)	14.5	14.69
Corrente circuito aberto – Isc (A)	8.66	8.56
Tensão circuito aberto – Voc (V)	36.67	37.40
Tensão Máxima – Vmp (V)	29.81	29.65
Corrente Máxima – Imp (A)	8.14	8.11
Dimensões (m × m)	1663×1003	1650×990
Preço (€)	144€(0.60wp)	112.8€ (0.47wp)

#### 4.3.2 Seleção e especificações do Inversor

Relativamente ao inversor, foi instalado um da marca ABB de com uma potência de 27.6 kW com o modelo “TRIO-27.6-TL-OUTD-S2x”. Como se irá verificar no seguimento deste capítulo, este inversor é compatível com os módulos anteriormente selecionados. Toda a informação relativa ao inversor usado neste trabalho encontra-se em anexo, no entanto, na tabela 4.6 estão apresentadas as características mais relevantes.

Tendo em conta que não estão identificadas quaisquer sombras no local da instalação, a configuração do gerador fotovoltaico e o dimensionamento do inversor, ficaram facilitadas, não sendo necessário configurar a matriz fotovoltaica para que as perdas devido ao efeito de sombra pudessem ser minimizadas.

**Tabela 4.6 - Características do inversor.**

ABB-TRIO 27,6-TL-OUTD-S2x-400	
Tensão MPP (V)	200 - 950
Tensão máxima DC (V)	1000
Potencia nominal (W)	27600
Potencia máxima DC (W)	31000
Corrente máxima DC (A)	64
Frequência (Hz)	50
Potencia máxima AC (W)	30000
Eficiência (%)	98.2
Dimensões (mm)	41.7×31.5×11.5
Peso (Kg)	92

### 4.3.3 Distancia mínima entre Fileiras

Um aspeto muito importante a ter em conta no dimensionamento de qualquer sistema fotovoltaico é a distância entre fileiras. Estas devem ficar afastadas entre si o suficiente para não se sombrearem. Para determinar o afastamento das fileiras, será considerada a altura do painel, neste caso é de 1,65 metros. Aplicando a equação seguinte, obteve-se:

$$d = b \times \left( \cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right)$$

Onde:

d - Afastamento entre fileiras dos módulos fotovoltaicos;

$\beta$  - Ângulo a que corresponde a altura mínima do Sol a 22 de dezembro;

$\alpha$  - Inclinação dos módulos fotovoltaicos;

b - Comprimento dos módulos fotovoltaicos;

$$d = 1.65 \times \left( \cos (25.91) + \frac{\sin(10)}{\tan(25.91)} \right) = 2.07m$$

### 4.3.4 Determinar o numero de módulos fotovoltaicos e Inversores

De modo a obter o número de módulos necessários para o local, dividiu-se a potência contratada do edifício pela potência de pico do módulo selecionado, obtendo-se assim o seguinte resultado:

$$N = \frac{27600 \text{ w}}{240 \text{ wp}} = 115 \text{ paineis}$$

Uma vez obtido o número necessário de módulos para a instalação, calculou-se a área ocupada por estes, multiplicando a área de cada um pelo número total necessário. No entanto o numero de módulos instalados não foi 115, mas sim 120 de modo a assegurar que o inversor funcionava com o valor de tensão mínimo.

$$A = (1.65 \times 0.99) \times 120 = 196m^2$$

Verifica-se que a área ocupada pelos painéis fotovoltaicos é de aproximadamente  $196m^2$ , valor este que está dentro do limite máximo para a instalação que era de  $335m^2$ . O número de inversores necessários é determinado pelo quociente da potência instalada (28800W) pela potência máxima do inversor (27600W). Assim sendo, obteve-se o seguinte valor:

$$N = \frac{28800W}{27600W} = 1$$

Em suma só foi necessário um inversor para o sistema FV

#### 4.3.5 Numero mínimo de módulos numa fileira

De modo a obter o número mínimo de módulos na fileira, aplica-se o quociente entre a tensão mínima de funcionamento do inversor e a tensão mínima de funcionamento do módulo. A tensão mínima de funcionamento do módulo ocorre quando este funciona à temperatura máxima. Considerou-se  $70^{\circ}C$  para essa temperatura máxima e utilizou-se a seguinte fórmula para obter a tensão mínima:

$$V_{MPP(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times \Delta U(\%)}{100}\right) \times V_{MPP(STD)}$$

No anexo A pode verificar-se o *datasheet* referente ao modulo FV, onde vai ser retirado o valor do coeficiente de temperatura da tensão  $\Delta U(\%)$ , que neste caso é de  $(-0,3215\%/^{\circ}C)$  e a tensão equivalente ao ponto máximo de potência nas condições standard  $V_{MPP(STD)}$ , que é de 29.65 V. Por fim, substituindo estes valores na expressão anterior, obtém-se:

$$V_{MPP(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times (-0.3215)}{100}\right) \times 29.65V = 25.36V$$

Em resultado do valor obtido, calcula-se o número mínimo de módulos em série numa fileira ( $N_s^{min}$ ). Consultando o *datasheet* do inversor que se encontra no anexo B, verificou-se que o valor mínimo para a tensão de funcionamento é de 250 V. Posto isto, utilizando a equação 3.2, obteve-se o número mínimo de módulos.

$$N_S^{mim} = \frac{V_{MIN(INV)}}{V_{MPP(70^{\circ}C)}} = \frac{250V}{25.36V} = 10$$

Assim sendo, tendo em conta o resultado anterior, o número mínimo de módulos em série nas fileiras é de 10.

#### 4.3.6 Número máximo de módulos numa fileira

Para efetuar o cálculo do número máximo de módulos em série é necessário calcular o valor máximo da tensão que o módulo poderá atingir. Para tal, aplica-se o quociente entre a tensão máxima de funcionamento do inversor e a tensão máxima de funcionamento do módulo. Essa tensão é atingida à temperatura mínima, ou seja, a  $-10^{\circ}C$  e é calculada pela expressão seguinte:

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times \Delta U(\%)}{100}\right) \times V_{oc(STD)}$$

Considerando o valor do coeficiente de temperatura da tensão, mencionado anteriormente, e a tensão em circuito aberto do módulo  $V_{oc(STD)}$ , que é 37,40V, o valor da tensão no módulo para a temperatura de  $-10^{\circ}C$  pode ser calculada da seguinte maneira:

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times (-0.3215)}{100}\right) \times 37.40V = 41.60V$$

Por fim, calcula-se o número máximo de módulos em série na string  $N_S^{max}$ . Consultando o *datasheet* do inversor, verifica-se que o valor máximo para a tensão de funcionamento do mesmo  $V_{MAX(INV)}$  é de 1000V. Utilizando a equação 3.1, obteve-se o número mínimo de módulos.

$$N_S^{max} = \frac{V_{MAX(INV)}}{V_{MPP(-10^{\circ}C)}} = \frac{1000V}{41.60V} = 23$$

Assim sendo, tendo em conta os resultados anteriores, sabe-se que o número de módulos nas fileiras terá de ser no mínimo 10 e no máximo 23, dado isto foram instalados 20 módulos em série, valor este que está dentro das condições mínimas e máximas admissíveis. Analisando os resultados para as tensões, verifica-se ainda que os módulos atingem uma

maior tensão a temperaturas mais baixas e uma tensão menor a temperaturas mais altas, tal como era de esperar.

#### 4.3.7 Numero máximo de fileiras em paralelo

O número máximo de fileiras em paralelo ( $N_p^{max}$ ) resulta do quociente entre a corrente máxima do inversor ( $I_{MAX(INV)}$ ) e a corrente máxima por fileira ( $I_{MPP}$ ). Analisando o *datasheet* do inversor e do módulo, verifica-se que o valor da corrente máxima para o inversor é de 64A e a corrente máxima por fileira é de 8,11A.

$$N_p^{max} = \frac{I_{MAX(INV)}}{I_{MPP}} = \frac{64A}{8.11A} = 8$$

Por fim verifica-se que o número máximo de fileiras em paralelo é de 8, portanto no projeto foram dimensionadas 6 fileiras em paralelo, condição essa que também esta dentro dos parâmetros calculados.

#### 4.3.8 Validação das condições da tensão e corrente

Tendo em conta os valores obtidos anteriormente, ou seja, o número de módulos em série deverá estar entre 9.85 e 22.83 e o número máximo de strings em paralelo deverá ser 7.89, considerou-se que a unidade de produção será composta por 1 inversor, estando ligado a ele 6 strings de 20 módulos em série. Uma vez assumida esta configuração, é necessário garantir algumas condições elétricas. De seguida foi feita uma verificação, quer para as tensões, quer para a corrente, tendo em conta as limitações do inversor. De modo a ser possível esta configuração, terão de ser satisfeitas as seguintes condições:

$$N_s \times V_{MPP(-70^\circ C)} > V_{MIN(INV)}$$

$$N_s \times V_{MPP(-10^\circ C)} < V_{MAX(INV)}$$

$$N_s \times V_{oc(-10^\circ C)} < V_{CCMAX(INV)}$$

$$N_p \times I_{MPP(-10^\circ C)} < I_{CC(INV)}$$

Substituindo pelos valores, obteve-se o seguinte resultado:

$$507\text{V} > 250\text{V}$$

$$832\text{V} < 950\text{V}$$

$$748\text{V} < 1000\text{V}$$

$$48.66\text{A} < 64\text{A}$$

Verifica-se que todas as condições estão satisfeitas, ou seja, a configuração cumpre todos os requisitos necessários ao bom funcionamento da exploração. Assim sendo, esta configuração pode ser adotada.

#### **4.3.9 Local da instalação do Inversor**

O inversor central deverá, sempre que seja possível ser instalado junto da caixa do contador ou na sua proximidade. Neste caso, o inversor será instalado no interior do edifício perto do local onde se encontra instalado o PT, pelo que o comprimento dos cabos AC será muito reduzido, com o objetivo de reduzir perdas de energia que ocorrem através dos cabos DC assim como para reduzir custos da instalação. Por outro lado, também é necessário que o inversor esteja protegido contra condições climáticas desfavoráveis, tais como a temperatura, chuva e a radiação solar direta.

#### **4.3.10 Potência do sistema**

Neste trabalho, optou-se por uma potência de ligação à rede de 27.6 kW. A potência a instalar deverá ser cerca de 10% superior, neste caso, 28.8 kWp, que corresponde a 120 módulos de 240 Wp. Os 120 módulos serão distribuídos pela seguinte forma:

- *String* 1, 20 módulos, que correspondem a 4.8 kWp de potência e tensão 748 V;
- *String* 2, 20 módulos, que correspondem a 4.8 kWp de potência e tensão 748 V;
- *String* 3, 20 módulos, que correspondem a 4.8 kWp de potência e tensão 748 V;
- *String* 4, 20 módulos, que correspondem a 4.8 kWp de potência e tensão 748 V;
- *String* 5, 20 módulos, que correspondem a 4.8 kWp de potência e tensão 748 V;
- *String* 6, 20 módulos, que correspondem a 4.8 kWp de potência e tensão 748 V.

A Figura 4.4 permite-nos observar como foram distribuídos os módulos fotovoltaicos no telhado do edifício.



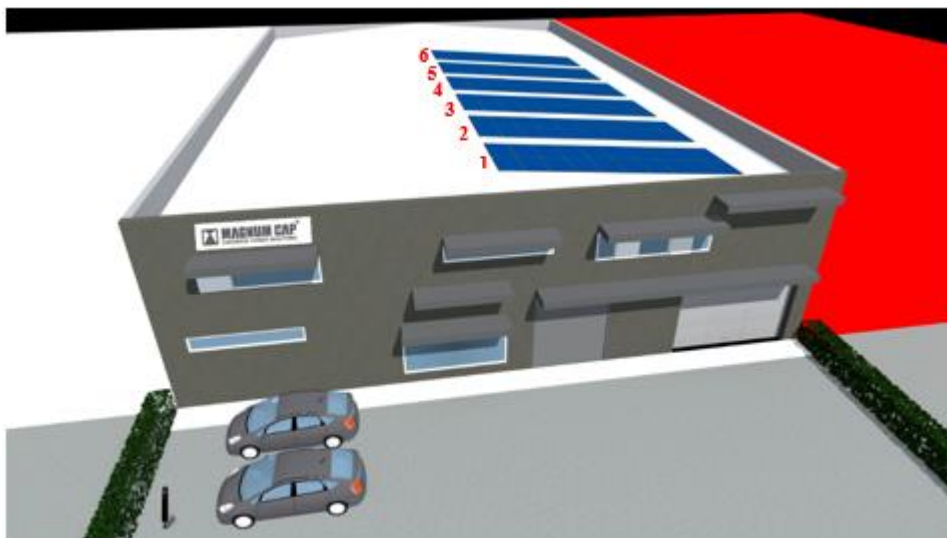


Figura 4.4 – Esquema representativo dos módulos fotovoltaicos.

#### 4.3.11 Dimensionamento dos cabos e proteções

No dimensionamento da instalação fotovoltaica tem-se de ter especial atenção à queda de tensão existente em cada cabo. O processo de dimensionamento da secção dos cabos deve tomar em consideração a necessidade de reduzir ao máximo as perdas resistivas. Para isso, a queda de tensão no circuito DC e AC não deve exceder o 1%.

##### 4.3.11.1 Dimensionamento do cabo da fileira

Para o dimensionamento do cabo que liga cada uma das fileiras à caixa de junção teve-se em consideração o limite de 1% para a queda de tensão. De modo a saber a secção do cabo mais adequado, utilizou-se a equação (3.7):

$$S_{cabofileira}(mm^2) = \frac{2 \times 60 \times 8.11}{1\% \times (20 \times 29.65) \times 56} = 2.93 mm^2$$

Com o valor de secção determinado optou-se por utilizar uma secção de  $4 mm^2$  contudo, procedeu-se à verificação da queda de tensão e das perdas utilizando a equação 3.14.

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 60 \times 8.11}{4 \times (20 \times 29.65) \times 56} \times 100 = 0.73\%$$

$$P_M = \frac{2 \times 1 \times 60 \times 8.11^2}{4 \times 56} = 35.23W$$

Após o cálculo da secção do cabo verifica-se que para a utilização de uma secção de 4 mm<sup>2</sup> obtém-se uma queda de tensão abaixo de 1% e perdas na ordem dos 35.23W. Assim sendo, a secção adotada é a de 4 mm<sup>2</sup>, contudo esta secção vai ser adotada para os cabos que ligam cada string à caixa de junção.

#### 4.3.11.2 Dimensionamento dos cabos entre a caixa de junção e o inversor (Cabo DC)

No caso do cabo DC não é necessário fazer qualquer tipo de dimensionamento, visto que o inversor utilizado tem as entradas necessárias para ligar os 12 cabos de fileira. Estes cabos com uma secção de 4 mm<sup>2</sup> saem dos fusíveis de proteção na caixa de junção e ligam diretamente ao polo positivo e negativo de cada MPPT como indica a Figura 4.5.



Figura 4.5 – Ligação entre a Caixa de junção e o Inversor.

#### 4.3.11.3 Dimensionamento do cabo entre o inversor e quadro principal (Cabo AC)

A ligação AC entre o inversor trifásico e quadro principal é realizada por um cabo de cinco condutores. Os condutores devem possuir um comprimento de aproximadamente 35 metros, de forma a realizar adequadamente o trajeto. A secção mínima necessária para os condutores e as perdas associadas à secção mais próxima são dadas pelas equações 3.8 e 3.15.

De forma exemplificativa, serão apresentados os cálculos:

$$S_{caboAC} = \frac{\sqrt{3} \times 35 \times 45 \times \cos 1}{0,03 \times 400 \times 56} = 4.05 \text{ mm}^2$$

$$P_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times 35 \times 45^2 \times \cos 1}{10 \times 56} = 219 \text{ W}$$

Tendo em conta o resultado obtido no calculo da secção do cabo AC, foi utilizado um cabo de 10 mm<sup>2</sup> com o modelo “RV-K 5G10” de modo a reduzir as perdas e sobreaquecimento do mesmo.

Realizando uma análise da queda de tensão obtido pelo condutor de 10 mm<sup>2</sup>, na ligação AC entre o inversor e o transformador verifica-se que possui um valor de 1,21%, inferior ao limite imposto de 3%.

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \times 35 \times 45 \times 1}{10 \times 400 \times 56} \times 100 = 1.21\%$$

#### 4.3.12 Dimensionamento das proteções AC

Do lado AC é necessário ter dois níveis de proteção, a proteção individual dos cabos AC, que neste caso foi feita com um disjuntor 4P de 50A curva C, para além do disjuntor este terá um diferencial de 63A com um poder de corte de 300 mA para proteção das pessoas contra contactos diretos e indiretos. A figura 4.6 ilustra as proteções utilizadas.



Figura 4.6 – Disjuntor e diferencial utilizados na proteção do lado AC.

### **4.3.13 Dimensionamento no Software PVSyst**

Desenvolvido inicialmente pela Universidade de Genebra (Suíça) e comercializado atualmente pela companhia PVSyst SA, este permite ao usuário trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação.

O software possibilita importar dados dos programas Meteonorm e TMY2, o que facilita comparar valores simulados com valores medidos. Além disso, possui uma base de dados meteorológicos para 200 localidades do mundo, bem como uma ampla base de dados de módulos e inversores.

Todas as simulações realizadas neste programa, podem ser feitas para vários tipos de sistemas, tais como:

- Isolados;
- Ligados à rede;
- Bombagem de água;
- Rede de distribuição em corrente contínua (DC).

Os resultados mais relevantes são apresentados de seguida, sendo que o relatório completo da simulação pode ser consultado em anexo.

#### **4.3.13.1 Resultados**

Os resultados da referida simulação são apresentados de seguida, sendo que na Figura 4.7 é exposto o gráfico da produção energética específica diária em média para cada mês do ano.

É possível observar que, para além da energia produzida, o gráfico também informa sobre as perdas de energia ao nível da matriz fotovoltaica e ao nível do inversor. Os restantes resultados da simulação, são apresentados no anexo C. Segundo esta simulação, a energia produzida pelo sistema é de 35 MWh, com um coeficiente de rendimento PR de 69%.

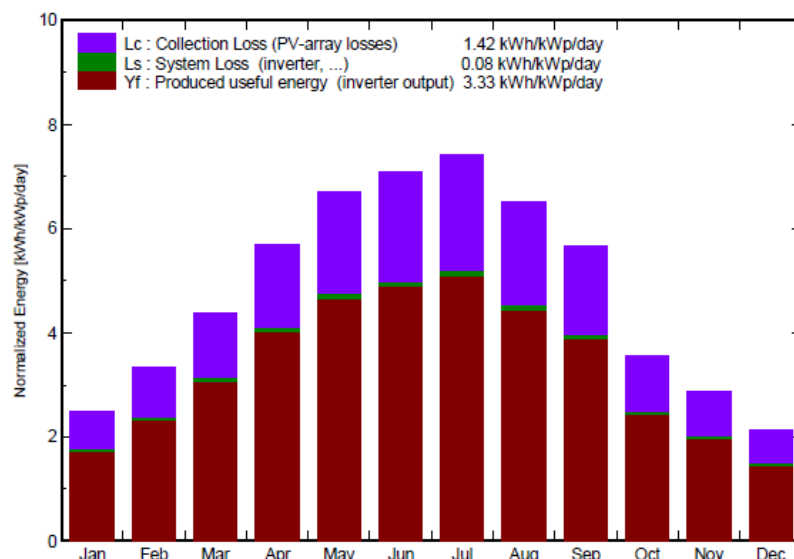


Figura 4.7 – Produção energética média/diária por kWp instalado para cada mês do ano.

No entanto no sistema existem perdas e como tal, o diagrama da Figura 4.8 permite ilustrar isso mesmo, verificando que as perdas de energia ao nível do inversor são de apenas 2,2%. As perdas por efeito de Joule são de 1,6% e a grande parcela de perdas ocorre nos módulos, devido ao efeito da temperatura.

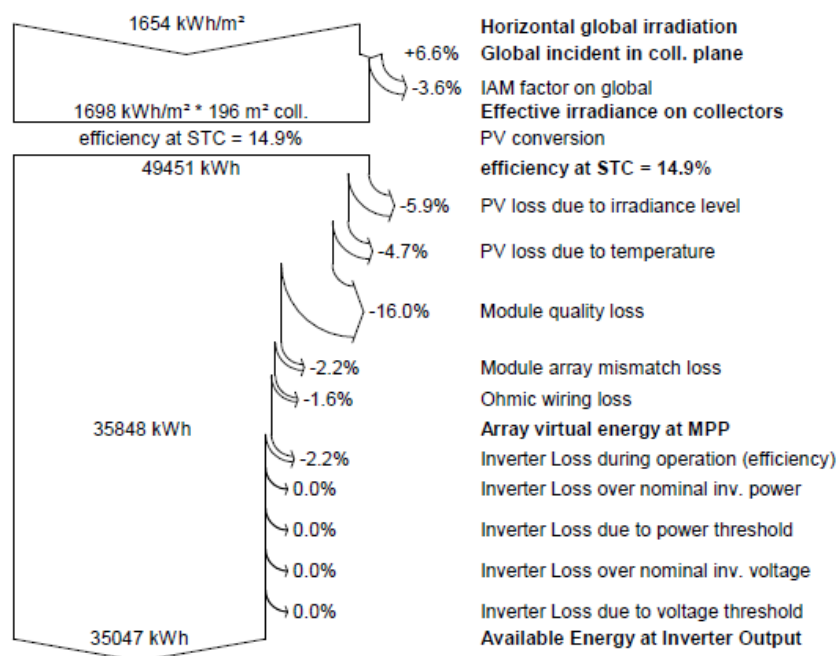


Figura 4.8 – Diagrama de Perdas.

#### 4.4 Configuração final do sistema

Depois de realizados todos os dimensionamentos e cálculos necessários para o sistema implementado, neste subcapítulo surge o esquema elétrico como indica a Figura 4.8. Neste esquema esta ilustrado um contador bidirecional, no entanto à saída do inversor foi implementado um contador só de produção como indica a Figura 4.10. O contador bidirecional foi instalado na entrada do PT.

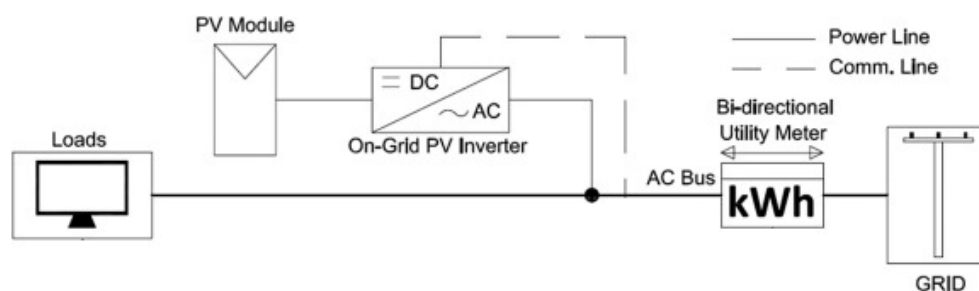


Figura 4.9 – Esquema elétrico do sistema.



Figura 4.10 – Sistema implementado.

#### 4.5 Sistema de monitorização de energia do edifício.

Nos dias que correm, usamos cada vez mais energia no nosso dia-a-dia, quer essa energia seja na forma de combustíveis fósseis, eletricidade ou qualquer outro tipo de energia. Devido à maior parte dessa energia que consumimos ser proveniente de combustíveis fósseis e ter preços extremamente instáveis, pelos mais diversos fatores, existe cada vez mais a necessidade de controlar os consumos energéticos. O controlo dos consumos energéticos é essencial porque é a única variável sobre a qual o consumidor tem controlo direto, isto é, não

conseguimos controlar o preço da energia que gastamos, conseguimos sim controlar os consumos que efetuamos, daí poupar energeticamente e consequentemente poupar financeiramente.

Assim, de modo a gerir de forma eficiente os consumos de eletricidade é necessário que estes sejam monitorizados regularmente, em ciclos diários e semanais

Os sistemas de monitorização providenciam informação mais detalhada dos consumos, que pode ser utilizada para ajudar os consumidores a identificarem oportunidades de redução de consumos. Para além disso, controla o estado de operacionalidade de dispositivos, podendo interagir sem intervenção do consumidor perante fatores temporais.

No entanto não só os consumos podem ser monitorizados, as fontes de energias renováveis também podem ser monitorizadas consoante a sua produção, pode ser dada informação ao consumidor de que fonte provem a energia que está a consumir no momento.

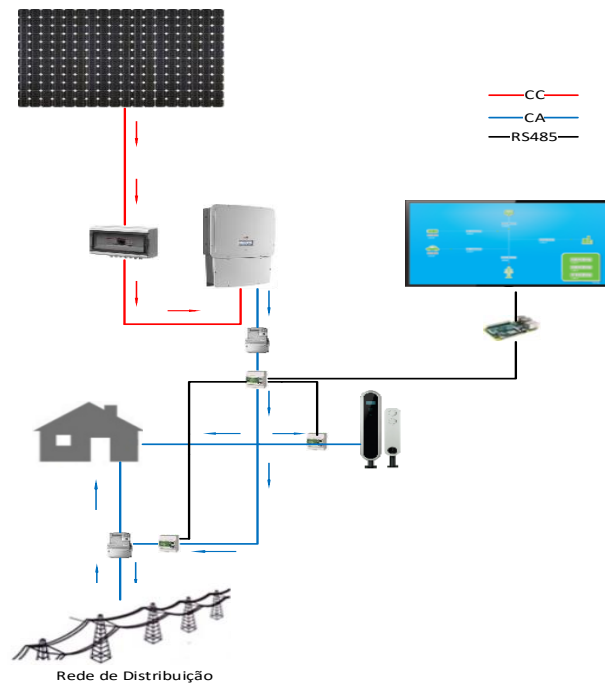
#### **4.5.1 Esquema representativo do sistema de monitorização.**

Este sistema da unidade de produção de autoconsumo (UPAC) visa comunicar todos os consumos do edifício, a energia consumida pela frota de veículos elétricos, bem como toda a energia que é injetada na rede. Este sistema é constituído por:

- 1 - *Raspberry PI 2*;
- 1 - Conversor RS485;
- 3 - *Smart Meter*.

O cérebro principal do sistema é o *Raspberry PI 2*, que por sua vez, comunica com os *smart meters* de modo a ler valores de potencia através da comunicação rs485, no entanto, para ele fazer esta comunicação foi criado um código em linguagem C que se encontra no anexo D. Depois de efetuadas as leituras dos *meters*, ele guarda toda a informação numa base de dados. Esta informação será descarregada ou colocada na plataforma online da empresa, de modo a que todos os colaboradores estejam informados sobre os consumos da mesma.

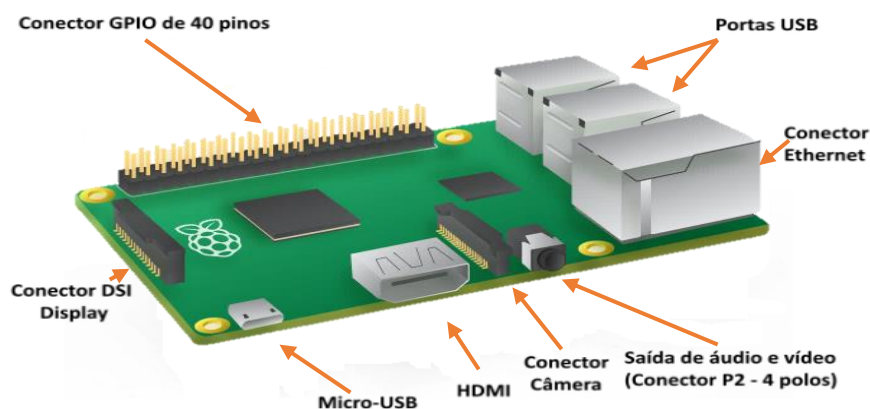
Na figura 4.11 está representado o esquema do sistema de monitoramento.



**Figura 4.11 – Esquema representativo do sistema de monitorização.**

#### 4.5.2 Plataforma *Raspberry Pi* 2

Tendo em conta a necessidade de proceder à manipulação, armazenamento e disponibilização de informação vinda das unidades periféricas e ainda de controlar essas mesmas unidades, foi escolhido para dispositivo de unidade central do sistema, um computador *Raspberry PI 2*. Esta escolha foi baseada no reduzido custo deste equipamento, quando comparado com um computador pessoal. O computador *Raspberry PI 2* foi desenvolvido pela *Raspberry PI* Foundation com o objetivo de promover a aprendizagem das tecnologias de informação e comunicação em escolas e países de terceiro mundo. A Figura 4.12 apresenta uma imagem da plataforma do *Raspberry PI 2* modelo B [25].



**Figura 4.12 - Raspberry PI 2 Modelo B [26].**



A plataforma *Raspberry* foi selecionada para integrar o projeto pela sua alta capacidade de processamento, necessária para gerenciar os leitores de consumo, pelo seu baixo custo e disponibilidade de código aberto.

#### 4.5.3 Analisador de energia - EM24 DIN

Este medidor de energia inteligente é muito importante nos dias de hoje para fazer o monitoramento das denominadas *smart grids*, ou seja, redes inteligentes. Muito mais do que uma medição precisa, a medição eletrônica é a porta de entrada para a criação de um canal de comunicação em tempo real com o consumidor.

A partir desta tecnologia, as redes inteligentes poderão ser criadas e permitirão uma elevada interatividade entre o operador da rede e as cargas do consumidor.

Um analisador de energia pode ser usado para identificar, medir o consumo de energia elétrica do consumidor e fornecer informações adicionais à companhia de energia elétrica em tempo real. Além do consumo, também indica outras variáveis tais como: valores de tensão, frequência, entre outros [27].

A Figura 4.13 mostra-nos os analisadores de energia utilizados na realização do sistema de monitoramento.



Figura 4.13 – Analisador de energia utilizado.

#### 4.5.4 Comunicação RS-485

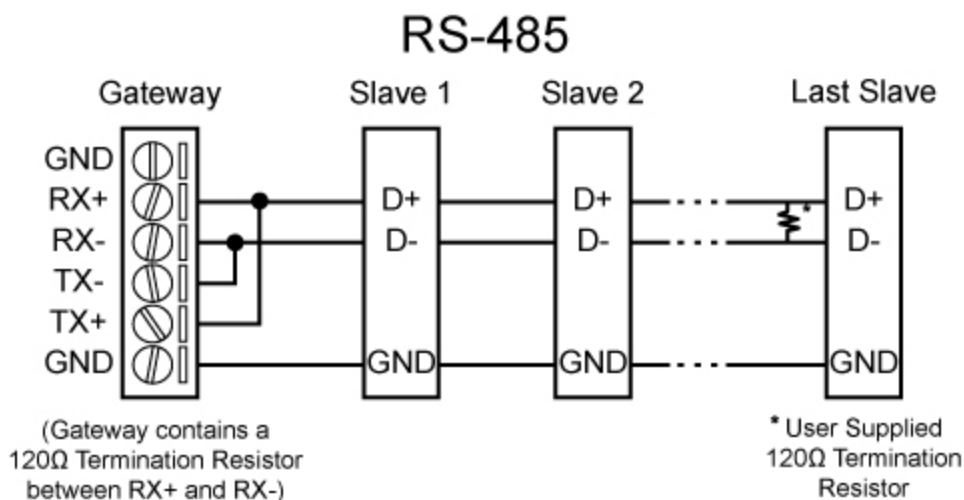
Comunicação padrão, também denominada por EIA-485 por ter sido desenvolvido pela EIA (Electronics Industry Association), que por sua vez também desenvolveu as comunicações RS-232(EIA-232) e RS-422(EIA-422). A sigla “RS” deriva da palavra Recommended Standard, ou seja, padrão recomendado.

Esta é baseada na transmissão diferencial de dados, através do cabo condutor, que por sua vez é ideal para transmissão em altas velocidades, longas distâncias e em ambientes propícios a interferência eletromagnética [28].

A transmissão de dados funciona da seguinte forma: qualquer transmissor RS-485 possui dois canais independentes conhecidos como  $A^+$  e  $B^-$ , que transmitem níveis de tensão iguais, porém com polaridades opostas.

As características básicas da comunicação RS-485 apresentadas na figura 4.14 são [29][30]:

- Multipoint, podendo ter até 32 terminais remotos de comunicação;
- Distância máxima de 1200 metros em 100 kbps;
- Transmissão de dados em até 10 Mbps em uma distância máxima de 12 metros;
- Apenas uma fonte simples de +5V para alimentar os circuitos de transmissão e recepção;
- Transmissão de dados em modo comum com tensões de -7V até +12V.



**Figura 4.14 – Exemplo demonstrativo de transmissão de sinal [31].**

Vantagens do protocolo RS-485:

- Redes locais baratas quando comparadas a outras, tais como: FieldBus e Ethernet;
- Flexibilidade de configuração;
- O utilizador define, projeta e testa o seu próprio protocolo de comunicação ou pode usar protocolos abertos, bem definidos e testados;
- Migração de um padrão para outro sem perder suas características de pulsos;
- Possui comunicação confiável em ambientes eletricamente ruidosos.

#### 4.5.5 Resultados

Os resultados do sistema de monitoramento são apresentados de seguida no gráfico 4.4, estes são referentes ao dia 20 de setembro de 2016. Como se pode verificar temos 3 curvas distintas umas das outras. A curva azul representa o consumo/excedente, a curva laranja a produção de energia fotovoltaica e por fim a cinza que exhibe a energia que vai para os carregadores exteriores.

Analizando o gráfico detalhadamente, verifica-se que entre o período horário (00:00 - 07:00 e 19:00 – 23:00) o consumo é reduzido e não existe produção de energia, como não existe produção de energia logo não existe venda de excedente. Em relação aos carregadores exteriores, estes não consomem qualquer energia, visto que a frota de veículos não se encontra no local, devido ao período de funcionamento da fábrica.

Durante o período de funcionamento da fábrica (09:00 – 18:00) e de maior exposição solar, pode concluir-se que a fábrica no dia 20 de setembro de 2016 foi praticamente alimentada a energia renovável, exceto no período horário (15:00 - 18:00). Neste período houve uma diminuição de produção e acionamento dos carregadores exteriores, tal como comprova o gráfico 4.4.

De notar também que no período horário (08:00 – 15:00) a empresa esteve a vender/injetar o excedente de energia produzida devido ao baixo consumo da mesma.

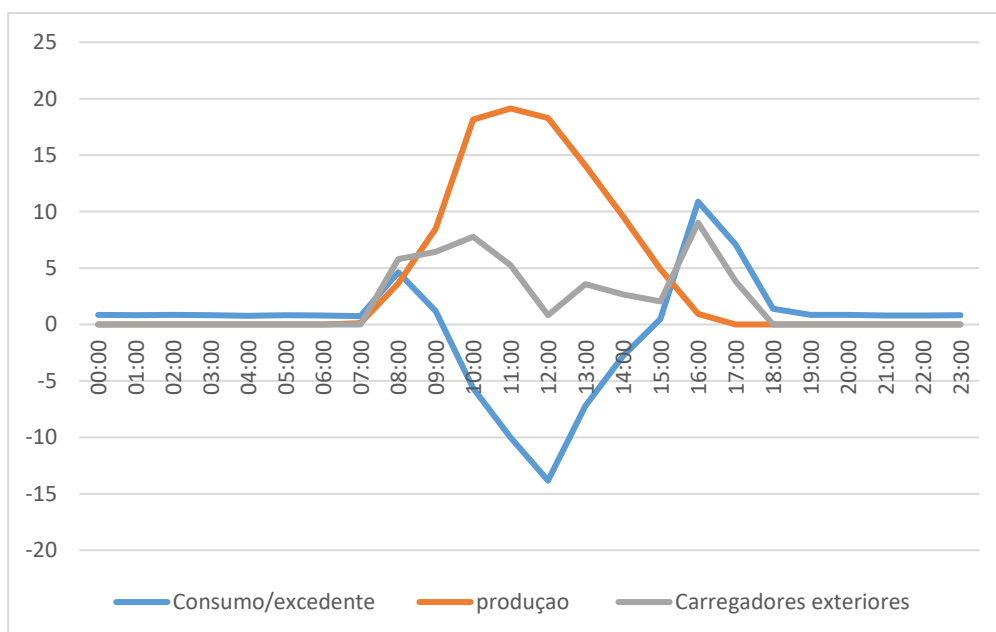


Gráfico 4.4 – Resultados do sistema de monitoramento.

# Capítulo V

## 5.1 Discussão/Conclusão

O estágio realizado na empresa Magnum Cap mostrou-se extremamente positivo na consolidação e aprofundamento dos conhecimentos adquiridos ao longo da formação académica. A oportunidade de contacto com uma componente mais prática possibilitou a obtenção de uma perspetiva real do licenciamento, dimensionamento e monitorização de sistemas de produção elétrica por via fotovoltaica na atual conjuntura nacional. O facto deste trabalho ter sido desenvolvido em ambiente empresarial contribuiu para uma melhor perceção da realidade industrial e empresarial.

No presente trabalho, houve necessidade de efetuar uma pesquisa bibliográfica alargada no sentido de se entender as bases teóricas subjacentes ao funcionamento de uma célula fotovoltaica, quais os fatores que condicionam o seu desempenho e de que forma são tidos em conta esses fatores no dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Procurou-se ainda avaliar o estado da arte relativamente ao atual desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas disponíveis no mercado. Foi possível constatar que a energia fotovoltaica já conta com uma considerável maturidade e as tecnologias de conversão apresentam hoje eficiências e custos competitivos face a soluções ditas convencionais.

Se até agora a maioria das instalações produzia eletricidade para vender à rede, tirando partido de subsídios associados à tarifa de venda, a instalação dos sistemas fotovoltaicos em autoconsumo altera o paradigma original e estes sistemas deixam de ser vistos como um investimento financeiro, mas antes como uma forma de poupança energética respondendo à base do diagrama de carga

O desenvolvimento deste caso de estudo em concreto permitiu retirar um conjunto de conclusões gerais importantes tais como:

- O modelo de autoconsumo conforme proposto pode ser bastante atrativo e benéfico para o país (estado, sistema elétrico nacional, consumidores, empresas, trabalhadores e emprego). Sendo algo novo, teremos que ter alguma paciência e permitir um tempo necessário para a sua penetração, e aceitação, nomeadamente pelo pequeno consumidor/produzidor;

- a utilização generalizada das energias renováveis, a fonte principal dos sistemas de autoconsumo, permitem um futuro mais sustentável, diminuem a dependência de combustíveis fósseis, e atuam positivamente na balança comercial de cada país. Contudo parece evidente que estamos ainda a dar os primeiros passos, no sentido da massificação da utilização de soluções e a sua implementação, pelo que é expectável uma diminuição substancial dos custos, tornando as soluções bem mais interessantes.
- A escolha do módulo fotovoltaico é um aspeto importante a ter em conta no dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Nem sempre os módulos com melhor rendimento se revelam os mais vantajosos, isto tendo em conta a relação custo-benefício;
- Um bom dimensionamento do inversor é muito importante para não comprometer todo o sistema;

Em suma considera-se que foram atingidos todos os objetivos propostos inicialmente, e o projeto está a funcionar a 100%. De notar que os gastos da fatura energética foram reduzidos para metade.

## 5.2 Trabalhos Futuros

Como trabalho futuro sugere-se estudo de viabilidade económica associado à UPAC, com a finalidade de saber ao fim de quanto tempo o investimento efetuado rentável.

No entanto visto que a empresa fabrica soluções de carregamento de veículos elétricos, um dos trabalhos futuros seria a ligação entre o sistema fotovoltaico e os mesmos. Esta ligação seria através de uma comunicação RS 485 em que os carregadores comunicavam com o meter produção. Se houvesse excesso de produção eles carregavam ao máximo, caso contrario eles diminuíam o tempo de carga ajustando se aos consumos do edifício.

Uma outra questão que poderia ser abordada em trabalhos futuros prende-se com a melhor inclinação dos módulos fotovoltaicos. Neste trabalho foi usada a inclinação dos painéis com o ângulo do telhado. No entanto, seria interessante fazer a comparação utilizando os módulos com inclinação diferente. Neste caso, a produção energética anual seria diferente, bem como os custos da instalação.

Finalmente seria interessante desenvolver um programa ou um *software* que integrasse e sistematizasse a metodologia aqui seguida, sendo apenas requerido ao utilizador a introdução dos parâmetros do módulo escolhido e os dados climáticos do local entre outros parâmetros de entrada.

# Capítulo VI

## 6.1 Referências Bibliográficas

- [1] Cláudia Alexandra Dias Soares and S. T. da Silva, *Direito das Energias Renováveis*. 2014.
- [2] J. Khan and M. H. Arsalana, “Solar power technologies for sustainable electricity generation – A review,” pp. 414–425, Mar-2016.
- [3] SolarPower Europe, “Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019,” p. 32, 2014.
- [4] ADENE, “Agencia para a Energia,” 2013. [Online]. Available: <http://www.adene.pt/programa/pnaer-2020-plano-nacional-de-acao-para-energias>. [Accessed: 21-Jan-2016].
- [5] *DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA – Estatísticas rápidas*. Lisboa, 2015.
- [6] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering*. 2014.
- [7] A. K. Pandey, V. V. Tyagi, J. A. Selvaraj, N. A. Rahim, and S. K. Tyagi, “Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications,” vol. 53, pp. 859–884, 2016.
- [8] IEA, “Solar Photovoltaic Energy,” *Technol. Roadmap*, p. 60, 2014.
- [9] I. A. Remmers, Karl-Heinz, “Inverter, Storage and PV System Technology,” p. 92, 2014.
- [10] M. Obi and R. Bass, “Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1082–1094, 2016.
- [11] M. do A. O. do T. e Energia, “Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro,” *Diário da República*, pp. 5298–5311, 2014.
- [12] M. do A. O. do T. e da Energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída,” pp. 1–29, 2014.
- [13] J. Leadbetter and L. G. Swan, “Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity,” *J. Power Sources*, vol. 216, pp. 376–386, 2012.
- [14] D. Linden and T. B. Reddy, *HANDBOOK OF BATTERIES*, 3rd Editio. 2001.

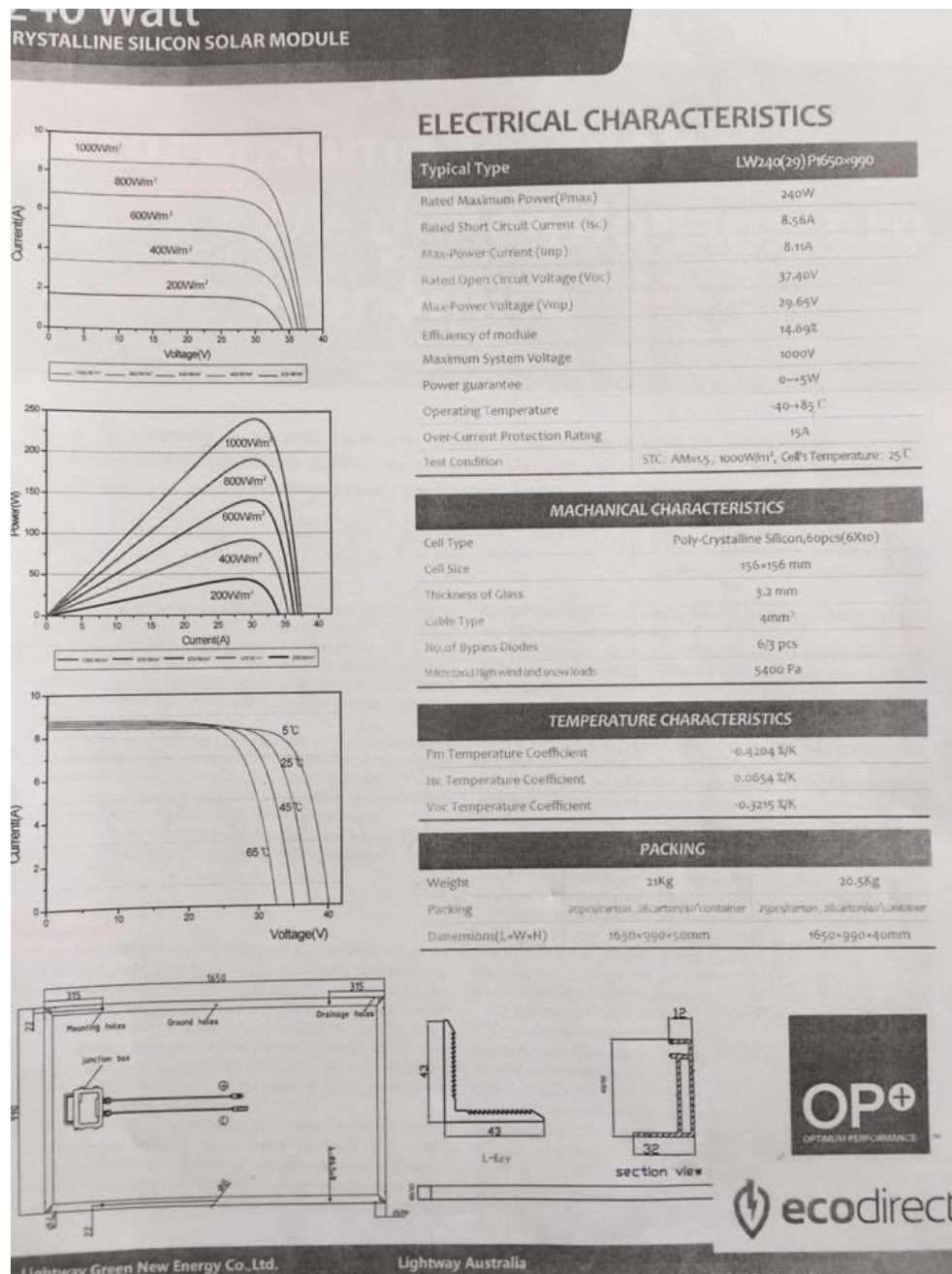
- [15] H. J. Bergveld and Hendrik Johannes Bergveld, *Battery Management Systems Design by Modelling*. 2001.
- [16] I. Buchmann, *Batteries in a Portable World: A Handbook on Rechargeable Batteries for Nonengineers*. 2001.
- [17] M. Root, *The TAB Battery Book*. 2010.
- [18] ALTENER, *Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projeto e instalação*. 2004.
- [19] M. Şenol, S. Abbasoğlu, O. Kükrer, and A. A. Babatunde, “A guide in installing large-scale PV power plant for self consumption mechanism,” *Sol. Energy*, vol. 132, pp. 518–537, 2016.
- [20] A. Sousa, “Autoconsumo fotovoltaico, um elemento de eficiência energética. Caso de estudo: ISEP,” Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2015.
- [21] “Google Maps.” [Online]. Available: <https://www.google.pt/maps/@40.6479832,-8.6077231,100m/data=!3m1!1e3>. [Accessed: 05-Oct-2016].
- [22] “Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps.” [Online]. Available:  
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>.  
[Accessed: 20-Sep-2016].
- [23] A. Samagaio, “Energia Solar Térmica.” Aveiro, 2015.
- [24] “EDP Serviço Universal.” [Online]. Available:  
<http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosBTN.aspx>. [Accessed: 15-Sep-2016].
- [25] N. Kortas, A. Ben Arbia, and J. Belhadj, “Communication within Cloudlet using the Raspberry,” *Procedia - Procedia Comput. Sci.*, vol. 73, no. Awict, pp. 193–198, 2015.
- [26] RASPBERRY PI FOUNDATION, “RASPBERRY PI 2 MODEL B.” [Online]. Available: <https://www.raspberrypi.org/products/raspberry-pi-2-model-b/>. [Accessed: 15-Sep-2010].
- [27] S. Shekara, S. Reddy, L. Wang, and V. Devabhaktuni, “Smart meters for power grid : Challenges , issues , advantages and status,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 6, pp. 2736–2742, 2011.
- [28] “RS485 serial information.” [Online]. Available:  
<https://www.lammertbics.nl/comm/info/RS-485.html>. [Accessed: 20-Oct-2016].
- [29] P. Covered, “RS485 & Modbus Protocol Guide Products Covered,” 2000.

- [30] “Advantech.” [Online]. Available: <http://www.bb-elec.com/Learning-Center/All-White-Papers/Serial/Basics-of-the-RS-485-Standard.aspx>. [Accessed: 20-Oct-2016].
- [31] “Electrical Enginnering.” [Online]. Available: <http://electronics.stackexchange.com/questions/208350/showing-junk-data-in-rs485-protocol-using-pic24f>. [Accessed: 20-Oct-2016].
- [32] “AKVIST.” [Online]. Available: <http://www.akvist.ru/contacts/otdel-energoberegenie/>. [Accessed: 11-Feb-2016].
- [33] ABB, “ABB Solar Inverter -TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD.”
- [34] A. de A. Teixeira, M. C. Carvalho, and L. H. de M. Leite, “FEASIBILITY ANALYSIS FOR THE IMPLEMENTATION OF RESIDENTIAL SOLAR ENERGY SYSTEM,” p. 20, 2011.
- [35] “Neosolarenergia.” [Online]. Available: <http://www.neosolar.com.br/10-aprenda/saibamais>. [Accessed: 10-Feb-2016].
- [36] “Solar connect.” [Online]. Available: <http://solarconnect.pt/pt/ms/ms/solar-fotovoltaico-2460-395-coz/ms-90059945-p-1/>. [Accessed: 25-Jan-2016].
- [37] “Kingsolar.” [Online]. Available: <http://www.kingsolar.pt/microgeracao.html>. [Accessed: 26-Jan-2016].



## Anexo A – Datasheet do modulo FV

Neste anexo está representado o *Datasheet* do módulo utilizado no sistema FV



## Anexo B – Datasheet do Inversor

Neste anexo está representado o *Datasheet* do inversor utilizado no sistema FV.

### Characteristics and technical data

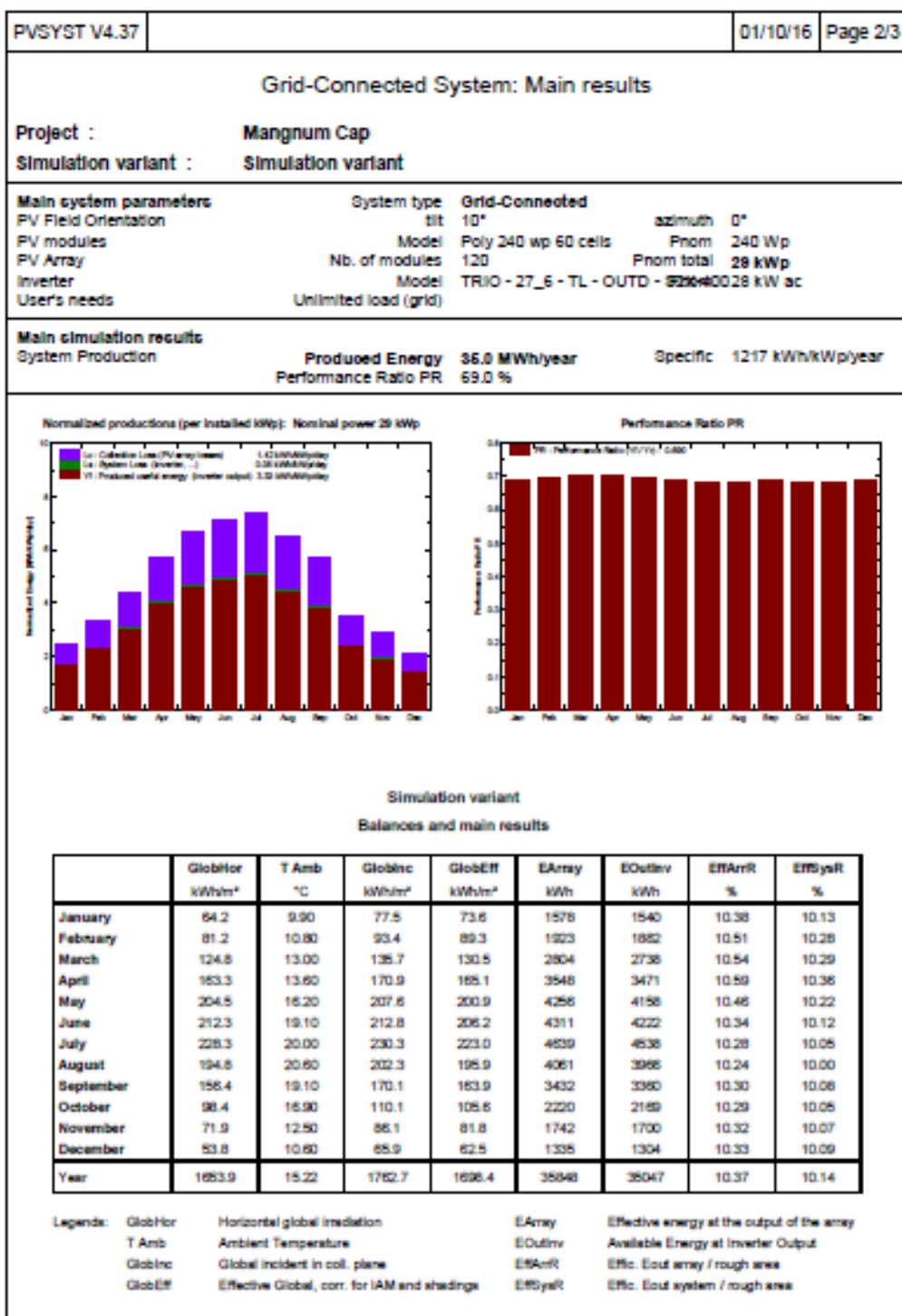
Table: Technical Data	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Input		
Rated Input Power ( $P_{in}$ )	20750 Wp	28600 Wp
Maximum Input Power ( $P_{inmax}$ )	22700 Wp	31000 Wp
Rated Input Voltage ( $V_{in}$ )	620 V	
Input Activation Voltage ( $V_{act}$ )	360 V (adj. 250...500 V)	
Input operating range ( $V_{inmin}...V_{inmax}$ )	0.7 x $V_{act}$ ...950 V	
Input voltage interval for MPPT	200...950V	
Maximum Input Power for each MPPT	12000 W	16000 W
Input voltage Range for Operation at rated power with Configuration of the MPPTs in parallel	440...800 V	500...800 V
DC Power Limitation for each MPPT with Independent Configuration of MPPT at $P_{in}$ , max unbalance example	12000 W [480V≤ $V_{MPPT}$ ≤800V] the other channel: $P_{in}$	16000 W [500V≤ $V_{MPPT}$ ≤800V] the other channel: $P_{in}$
Absolute Maximum Input Voltage ( $V_{max,abs}$ )	1000 V	1000 V
Power derating vs. Input voltage (parallel or Independent MPPT configuration)	Linear Derating From MAX to Null [800V ≤ $V_{mppt}$ ≤ 950V]	
Number of Independent MPPTs	2	
Maximum DC Input Current ( $I_{inmax}$ ) for each MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	50A / 25A	64A / 32A
Maximum Return current (AC side vs DC side)	Negligible	
Number of DC Connection Pairs In Input for each MPPT	1 - Standard and -S2 Version 4 - -S2F / -S2X version	1 - Standard and -S2 Version 5 - -S2F / -S2X version
Type of Input DC Connectors	Tool Free PV Connector Weidmüller / Multi-Contact (Screw Terminal Block on Standard and -S2 versions)	
Type of photovoltaic panels that can be connected at Input according to IEC 61730	Class A	
Input protection		
Reverse Polarity Protection	Protection for the inverter only, from a current limited source, for standard and -S2 versions, and for versions with fuses that have max 2 strings connected	
Input Overvoltage Protection - Varistors	2 for each MPPT	
Input Overvoltage Protection - DIN rail surge arrester (-S2X version)	3 (Class II) for each MPPT	
Short Circuit Input Current	30.0 A	40.0 A
Isolation Control	In accordance with the local standard	
Maximum Input-ground capacity	(0.12uF/kW) 20kW=2.4uF	(0.12uF/kW) 27.6kW=3.3uF
DC disconnect switch (-S2, -S2F and -S2X versions)	40 A / 1000 V	
Fuses (-S2F and -S2X versions)	gPV / 1000 V / Max. 20A	
Output		
AC connection to the Grid	Three phase 3W or 4W+PE	
Rated output voltage ( $V_{out}$ )	400 Vac	
Output Voltage Range ( $V_{outmin}...V_{outmax}$ )	320...480 Vac (*)	
Rated Output Power ( $P_{out}$ )	20000 W	27600 W
Maximum Output Power ( $P_{outmax}$ )	22000 W (*)	30000 W (*)
Maximum Output Current ( $I_{outmax}$ )	33.0 A	45.0 A
Contribution to short-circuit current	35.0 A	46.0 A
Inrush current	Negligible	
Maximum fault current	<63Arms(100ms)	

Table: Technical Data		TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Rated Output Frequency (f <sub>i</sub> )		50 Hz	
Output Frequency Range (f <sub>min</sub> ...f <sub>max</sub> )		47...53 Hz <sup>(2)</sup>	
Maximum apparent Output Power (S <sub>max</sub> )		22200VA	30000 VA
		The rated power P <sub>rated</sub> is also guaranteed with cos(φ) = 0.9	
Rated Power Factor (Cosφ <sub>rated</sub> )		>0.995, adj. ±0.9 with P <sub>rated</sub> =20.0 kW, ± 0.8 with max 22.2kVA	>0.995, adj. ±0.9 with P <sub>rated</sub> =27.6 kW, ± 0.8 with max 30kVA
Total Harmonic Distortion of Current		< 3%	
Type of AC Connections		Screw terminal board, maximum cross-section 35 mm <sup>2</sup>	
Output protection			
Anti-islanding Protection		In accordance with the local standard	
Maximum AC Overcurrent protection		34.0 A	46.0 A
Output Overvoltage Protection - Varistors		4	
Output Overvoltage Protection - DIN Rail surge arrester (-S2X version)		4 (Class II)	
Operating performance			
Maximum Efficiency (η <sub>max</sub> )		98.2%	
Weighted Efficiency (EURO/CEC)		98.0% / 98.0%	
Power Input Threshold		40 W	
Stand-by Consumption		< 8W	
Night-time Consumption		<1W	
Night-time Consumption (Reactive Power)		110 VAR	
Inverter Switching Frequency		15.8 kHz	
Communication			
Wired Local Monitoring (opt.)		PVI-USB-RS485_232 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)	
Remote Monitoring (opt.)		PVI-AEC-EVO (opt.), VSN 700 DATALOGGER (opt.)	
Wireless Local Monitoring (opt.)		PVI-DESKTOP (opt.) with PVI-RADIOMODULE (opt.)	
User Interface		Graphic Display	
Environmental			
Ambient Temperature		-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C/113°F	
Storage Temperature		-40...80°C (-40...+176°F)	
Relative Humidity		0...100% condensing	
Noise Emission		< 50 db(A) @ 1 m	
Maximum Operating Altitude		2000 m / 6560 ft	
Environmental pollution classification for external environment		3	
Environmental Category		External	
Physical			
Environmental Protection Rating		IP 65	
Cooling system		Natural	
Overvoltage Category in accordance with IEC 62109-1		II (DC input)	III (AC output)
Dimensions (H x W x D)		1061 x 702 x 292 mm	41.7" x 27.6" x 11.5"
Weight		Standard e -S2: 67kg / 147lb -S2F / S2K: 75 kg / 165 lb	Standard e -S2: 72 kg / 158 lb -S2F / S2K: 80 kg / 176 lb
Packaging Dimensions (H x W x D)		737 x 800 x 1200 mm / 29" x 31.5" x 47.2"	
Full Packaging Weight		Standard e -S2: 79kg / 174lb -S2F / S2K: 87 kg / 191 lb	Standard e -S2: 84 kg / 185 lb -S2F / S2K: 92 kg / 202 lb
Mounting System		Wall bracket	
Exposure to UV rays		Plastic covers suitable for outdoor use. Exposure to UV rays (in accordance with UL 746C)	
Safety			
Safety Class		I	

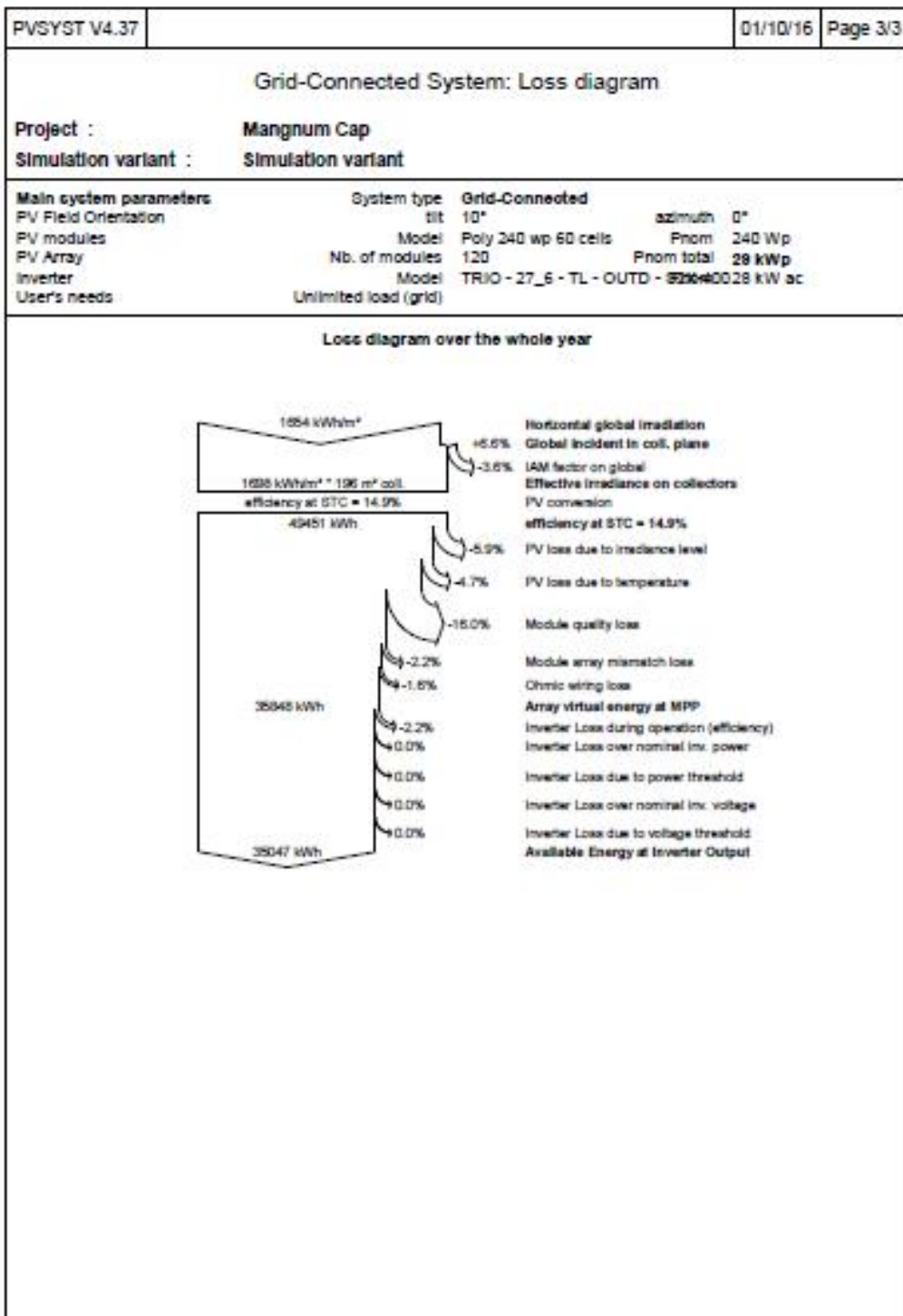
## Anexo C - Relatório da simulação PVSyst

Neste anexo são apresentados os resultados obtidos no programa PVSyst, ou seja, o relatório final da simulação.

PVSYST V4.37			01/10/16	Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Mangnum Cap					
Geographical Site		Aveiro	Country	Portugal	
Situation		Latitude	40.6°N	Longitude	8.6°W
Time defined as		Solar Time		Altitude	44 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Aveiro, Synthetic Hourly data			
Simulation variant : Simulation variant					
		Simulation date	01/10/16 16h19		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	10°	Azimuth	0°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model	Poly 240 wp 60 cells		
		Manufacturer	HIGHTWAYSOLAR		
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	6 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	120	Unit Nom. Power	240 Wp
Array global power		Nominal (STC)	28 kWp	At operating cond.	26 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	552 V	I mpp	47 A
Total area		Module area	188 m²		
PV Array loss factors					
Heat Loss Factor		ko (const)	29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C, wind 1 m/s)				NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	381.4 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Series Diode Loss		Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	14.6 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1-bo (1/cos I - 1)	bo Parameter	0.05
System Parameter					
System type		Grid-Connected System			
Inverter		Model	TRIO - 27_8 - TL - OUTD - 32K-400		
		Manufacturer	ABB		
Inverter Characteristics		Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	28 kW AC
User's needs :		Unlimited load (grid)			







## Anexo D – Código do Sistema de monitoramento

Neste anexo é apresentado o código em linguagem C utilizado no sistema de monitoramento.

```
#include <stdio.h>
#include <modbus/modbus.h>
#include <errno.h>
#include <stdint.h>
#include <unistd.h>
#include <inttypes.h>
#include <string.h>
#include <stdlib.h>
#include <sqlite3.h>
#include <time.h>

#define DEVICE "/dev/ttyUSB0"
modbus_t *meter1, *meter2, *meter3;
int32_t power_l1, power_l2, power_l3, i_l1, i_l2, i_l3;
char db_path[255];

int main()
{
    time_t rawtime;
    struct tm * timeinfo;
    char tmp[15];

    sqlite3_stmt *stmt = NULL;
    char query[1024];
    char *ret_value = NULL;
    sqlite3 *db;
    strcpy(db_path, "./meter.db");
    char *sErr=NULL;
    sqlite3_open(db_path, &db);

    meter1 = modbus_new_rtu(DEVICE, 9600, 'N', 8, 1);
    if (meter1 == NULL)
    {
        fprintf(stderr, "Unable to allocate libmodbus
context\n");
        return -1;
    }
    meter2 = modbus_new_rtu(DEVICE, 9600, 'N', 8, 1);
    if (meter2 == NULL)
    {
        fprintf(stderr, "Unable to allocate libmodbus
context\n");
        return -1;
    }
    meter3 = modbus_new_rtu(DEVICE, 9600, 'N', 8, 1);
```

```

    if (meter3 == NULL)
    {
        fprintf(stderr, "Unable to allocate libmodbus
context\n");
        return -1;
    }
    modbus_rtu_set_serial_mode(meter1, MODBUS_RTU_RS485);
    modbus_rtu_set_serial_mode(meter2, MODBUS_RTU_RS485);
    modbus_rtu_set_serial_mode(meter3, MODBUS_RTU_RS485);

    modbus_set_slave(meter1, 0x01);
    modbus_set_slave(meter2, 0x02);
    modbus_set_slave(meter3, 0x03);

    int16_t buffer[6];
    int ret_val;
    while(1)
    {
        time ( &rawtime );
        timeinfo = localtime ( &rawtime );
        strftime(tmp, 15, "%d/%m %H:%M", timeinfo);
        if (modbus_connect(meter1) == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Connection failed:\n");
            modbus_free(meter1);
            continue;
        }

        /* Read power from meter 1*/
        ret_val = modbus_read_input_registers(meter1, 0x12,
6, buffer);
        if(ret_val == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Unable to read power from meter
1 (%s).", modbus_strerror(errno));
            continue;
        }
        power_l1 = buffer[0];
        power_l1 = power_l1 & 0x0000FFFF;
        power_l1 = power_l1 |(buffer[1] << 16);
        power_l2 = buffer[2];
        power_l2 = power_l2 & 0x0000FFFF;
        power_l2 = power_l2 |(buffer[3] << 16);
        power_l3 = buffer[4];
        power_l3 = power_l3 & 0x0000FFFF;
        power_l3 = power_l3 |(buffer[5] << 16);
        usleep(70000);
        /*Read current from meter 1*/
        ret_val = modbus_read_input_registers(meter1, 0x0C,
6, buffer);
        if(ret_val == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Unable to read current from
meter 1 (%s).", modbus_strerror(errno));
            continue;
        }
    }

```



```

        i_l1 = buffer[0];
        i_l1 = i_l1 & 0x0000FFFF;
        i_l1 = i_l1 |(buffer[1] << 16);
        i_l2 = buffer[2];
        i_l2 = i_l2 & 0x0000FFFF;
        i_l2 = i_l2 |(buffer[3] << 16);
        i_l3 = buffer[4];
        i_l3 = i_l3 & 0x0000FFFF;
        i_l3 = i_l3 |(buffer[5] << 16);
        //usleep(700000);
        modbus_close(meter1);
        usleep(70000);
        printf("\tMeter 1\n");
        printf("Power in line 1: %d\nPower in line 2:
%d\nPower in line 3: %d\n", power_l1, power_l2, power_l3);
        printf("Current in line 1: %d\nCurrent in line 2:
%d\nCurrent in line 3: %d\n", i_l1, i_l2, i_l3);
        sprintf(query, "insert into meter1 (time, power_l1,
power_l2, power_l3, current_l1, current_l2, current_l3) values
('%s', %d, %d, %d, %d, %d, %d)", tmp, power_l1, power_l2,
power_l3, i_l1 , i_l2, i_l3);
        sqlite3_exec(db, query, NULL,NULL,&sErr);
        if (modbus_connect(meter2) == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Connection failed:\n");
            modbus_free(meter2);
            continue;
        }
        /* Read power from meter 2*/
        ret_val = modbus_read_input_registers(meter2, 0x12,
6, buffer);
        if(ret_val == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Unable to read power from meter
2 (%s).", modbus_strerror(errno));
            continue;
        }
        power_l1 = buffer[0];
        power_l1 = power_l1 & 0x0000FFFF;
        power_l1 = power_l1 |(buffer[1] << 16);
        power_l2 = buffer[2];
        power_l2 = power_l2 & 0x0000FFFF;
        power_l2 = power_l2 |(buffer[3] << 16);
        power_l3 = buffer[4];
        power_l3 = power_l3 & 0x0000FFFF;
        power_l3 = power_l3 |(buffer[5] << 16);
        usleep(70000);
        /*Read current from meter 2*/
        ret_val = modbus_read_input_registers(meter2, 0x0C,
6, buffer);
        if(ret_val == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Unable to read current from
meter 2 (%s).", modbus_strerror(errno));
            continue;
        }

```

```

        i_l1 = buffer[0];
        i_l1 = i_l1 & 0x0000FFFF;
        i_l1 = i_l1 |(buffer[1] << 16);
        i_l2 = buffer[2];
        i_l2 = i_l2 & 0x0000FFFF;
        i_l2 = i_l2 |(buffer[3] << 16);
        i_l3 = buffer[4];
        i_l3 = i_l3 & 0x0000FFFF;
        i_l3 = i_l3 |(buffer[5] << 16);
        //usleep(700000);
        modbus_close(meter2);
        usleep(70000);
        printf("\tMeter 2\n");
        printf("Power in line 1: %d\nPower in line 2:
%d\nPower in line 3: %d\n", power_l1, power_l2, power_l3);
        printf("Current in line 1: %d\nCurrent in line 2:
%d\nCurrent in line 3: %d\n", i_l1, i_l2, i_l3);
        sprintf(query, "insert into meter2 (time, power_l1,
power_l2, power_l3, current_l1, current_l2, current_l3) values
('%s', %d, %d, %d, %d, %d, %d)", tmp, power_l1, power_l2,
power_l3, i_l1 , i_l2, i_l3);
        sqlite3_exec(db, query, NULL,NULL,&sErr);
        if (modbus_connect(meter3) == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Connection failed:\n");
            modbus_free(meter3);
            continue;
        }

        /* Read power from meter 3*/
        ret_val = modbus_read_input_registers(meter3, 0x12,
6, buffer);
        if(ret_val == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Unable to read power from meter
3 (%s).", modbus_strerror(errno));
            continue;
        }
        power_l1 = buffer[0];
        power_l1 = power_l1 & 0x0000FFFF;
        power_l1 = power_l1 |(buffer[1] << 16);
        power_l2 = buffer[2];
        power_l2 = power_l2 & 0x0000FFFF;
        power_l2 = power_l2 |(buffer[3] << 16);
        power_l3 = buffer[4];
        power_l3 = power_l3 & 0x0000FFFF;
        power_l3 = power_l3 |(buffer[5] << 16);
        usleep(70000);
        /*Read current from meter 3*/
        ret_val = modbus_read_input_registers(meter3, 0x0C,
6, buffer);
        if(ret_val == -1)
        {
            fprintf(stderr, "Unable to read current from
meter 3 (%s).", modbus_strerror(errno));
            continue;

```

```

    }
    i_l1 = buffer[0];
    i_l1 = i_l1 & 0x0000FFFF;
    i_l1 = i_l1 |(buffer[1] << 16);
    i_l2 = buffer[2];
    i_l2 = i_l2 & 0x0000FFFF;
    i_l2 = i_l2 |(buffer[3] << 16);
    i_l3 = buffer[4];
    i_l3 = i_l3 & 0x0000FFFF;
    i_l3 = i_l3 |(buffer[5] << 16);
    //usleep(700000);
    modbus_close(meter3);
    usleep(70000);
    printf("\tMeter 3\n");
    printf("Power in line 1: %d\nPower in line 2:
%d\nPower in line 3: %d\n", power_l1, power_l2, power_l3);
    printf("Current in line 1: %d\nCurrent in line 2:
%d\nCurrent in line 3: %d\n", i_l1, i_l2, i_l3);
    sprintf(query, "insert into meter3 (time, power_l1,
power_l2, power_l3, current_l1, current_l2, current_l3) values
('%s', %d, %d, %d, %d, %d, %d)", tmp, power_l1, power_l2,
power_l3, i_l1 , i_l2, i_l3);
    sqlite3_exec(db, query, NULL,NULL,&sErr);
    }
}

```